



**Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der
Gasverteilernetzbetreiber
1. Jänner 2018 - 31. Dezember 2022**

23. Oktober 2017

Inhaltsverzeichnis

1.	<i>Einleitung</i>	4
2.	<i>Ziele der Anreizregulierung und Regulierungsmodell</i>	7
3.	<i>Anwendungsbereich und Dauer der Regulierungsperiode</i>	9
4.	<i>Ermittlung der Ausgangskostenbasis</i>	10
4.1.	Geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2015	10
4.2.	Bestimmung der beeinflussbaren Betriebskosten	11
4.3.	Bestimmung der Kapitalkosten	12
4.3.1.	Grundzüge der effizienzabhängigen Rendite	12
4.3.2.	Kapitalkostenabgleich – Anwendung der effizienzabhängigen Rendite	14
5.	<i>Generelle Produktivitätsvorgabe (X_{gen})</i>	15
6.	<i>Individuelle Zielvorgabe (X_{ind}) - Benchmarking</i>	17
6.1.	Benchmarkingverfahren	18
6.1.1.	Data Envelopment Analysis (DEA)	19
6.1.2.	Modified Ordinary Least Squares (MOLS)	19
6.1.3.	Skaleneffekte	20
6.2.	Spezifikation der Benchmarkingparameter	20
6.2.1.	Variablenauswahl: Inputparameter	21
6.2.2.	Variablenauswahl: Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter)	24
6.3.	Berechnung der Effizienzwerte – MOLS	25
6.4.	Berechnung der Effizienzwerte – DEA	26
6.5.	Ausreißeranalysen	27
6.6.	Ermittlung des individuellen (gewichteten) Effizienzwertes (X_{ind})	29
7.	<i>Bestimmung der Zielvorgabe während der Regulierungsperiode</i>	31
8.	<i>Netzbetreiberpreisindex (NPI)</i>	33
9.	<i>Finanzierungskostensatz (WACC)</i>	35
10.	<i>Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)</i>	38
11.	<i>Erweiterungsfaktoren</i>	39
11.1.	Betriebskostenfaktor	39
11.2.	Zielvorgaben für Kostenerhöhungen durch Erweiterungen	42
11.3.	Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges	42
11.4.	Abschreibungsdauern	44
12.	<i>Regulierungskonto</i>	44
13.	<i>Forschungsbudget</i>	45

14.	<i>Regulierungsformel</i>	46
15.	<i>Ausblick: Übergang zur folgenden Regulierungsperiode</i>	50
16.	<i>Literaturverzeichnis</i>	51
17.	<i>Anhang</i>	52

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Standardisierte Nutzungsdauern für Annuitätenberechnung	23
Abbildung 2: Inputkostenbasis für Benchmarking	24
Abbildung 3: Ausreißeranalysen nach Benchmarkingmodell	28
Abbildung 4: Übersicht zur vorläufigen Effizienzverteilung nach Modellen	29
Abbildung 5: Verteilung der finalen Effizienzwerte	29
Abbildung 6: Zusammenhang zwischen Zielvorgabe und Effizienzwert	32
Abbildung 7: Festlegung des Finanzierungskostensatzes gem. §80 GWG 2011	36
Abbildung 8: WACC für Neuanlagen	36
Abbildung 9: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis	38
Abbildung 10: Schätzergebnis Preisansätze für Betriebskostenfaktor	40

1. Einleitung

Zweck dieses Dokuments ist die Beschreibung der Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber. Im Vergleich zur ersten und zweiten Regulierungsperiode ergeben sich einige Anpassungen. Diese betreffen vorrangig folgende Teilbereiche:

- Kostenfeststellung sowie neuerlicher Effizienzvergleich
- Abkehr von der Festlegung von Zielen über mehrere Perioden durch ein System des kontinuierlichen Benchmarkings: Die derzeit gültige 2. Regulierungsperiode setzt auf Werten der 1. Regulierungsperiode (2008 bis 2012) auf. Beim Periodenübergang ermittelte die Behörde zwischen erster und zweiter Periode anstatt neuerlicher Effizienzwerte lediglich einen unternehmensindividuellen „Zielerreichungsgrad“. Dieses System erwies sich ebenso wie der Carry-Over-Mechanismus der Stromverteilternetzbetreiber zwischen der ersten und zweiten Regulierungsperiode als ungeeignet (Schwierigkeit der Replizierung der ursprünglichen Versorgungsaufgabe, etc.), weshalb auf die Alternative – das System des kontinuierlichen Benchmarkings – umgestellt wird. Zukünftig wird daher jede Regulierungsperiode für sich alleine stehen.
- Neuberechnung des Betriebskostenfaktors: Aufgrund der Kostenveränderungen bei den Netzbetreibern ist eine Aktualisierung der Preisansätze erforderlich.
- Ersatz des Investitionsfaktors und des Sockeleffekts durch einen Kapitalkostenabgleich: Diese Sockelbeträge ermöglichen in der nun endenden 2. Regulierungsperiode den Netzbetreibern, Investitionen in die Netze durchzuführen. Allerdings werden diese Beträge auch bereitgestellt, wenn sie gar nicht benötigt und ausgegeben werden. In diesen Fällen führt dies zu einer nicht gerechtfertigten Überkompensation. In der kommenden 3. Regulierungsperiode erfolgt die Abgeltung von Kapitalkosten anhand der Finanzierungskosten für das tatsächlich vorhandenen Vermögens und der darauf anfallenden Abschreibungen. Durch diesen Kapitalkostenabgleich wird sichergestellt, dass nur tatsächlich getätigte Investitionen abgegolten werden und die allokativen Effizienz insbesondere auch während einer Regulierungsperiode erreicht wird.
- Einführung des Systems der effizienzabhängigen Rendite: Bislang konnten lediglich effiziente Netzbetreiber den gem. § 80 GWG 2011 festgelegten Finanzierungskostensatz erreichen. Mit dem System der effizienzabhängigen Rendite ist dies bereits für durchschnittlich effiziente Netzbetreiber möglich, überdurchschnittlich effiziente Netzbetreiber erwirtschaften eine höhere, unterdurchschnittlich effiziente Netzbetreiber eine niedrigere Rendite.

- Entfall der Abschläge (Zielvorgaben) auf Abschreibungen: Mit dem System der effizienzabhängigen Rendite wird Netzbetreibern und damit auch den Eigentümern eine Rendite gewährt, die ihre relative Effizienz widerspiegelt. Abschreibungen werden unbeabsichtigt durchgereicht, dh. der Mittelrückfluss ist garantiert.
- Einführung eines Mark-up auf den Finanzierungskostensatz gem. § 80 GWG 2011 für Investitionen ab 2018 zur Erreichung des Ziels der Investitionsförderung.
- Einheitliche Behandlung von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen: Im bisherigen System wurden reine Ersatzinvestitionen aufgrund des Sockeleffekts mit einer geringeren Kostenabgeltung bedacht. Damit war ein starker Anreiz in Richtung Ausbau- und sicherheitsrelevanter Ersatzmaßnahmen gesetzt. Auch gab es hierbei stets Abgrenzungsschwierigkeiten, weshalb zukünftig auf eine derartige Trennung verzichtet wird. Durch den Wegfall des Sockeleffekts ist auch eine Unterscheidung nicht mehr erforderlich.
- Verkürzung der Abschreibungsdauern für Investitionen ab 2018, mit dem Ziel einem etwaigen Asset-Stranding vorzubeugen.
- Aktualisierung weiterer Parameter wie Finanzierungskostensatz (Weighted Average Cost of Capital, in der Folge: WACC), generelle Zielvorgabe (XGen) und Netzbetreiberpreisindex (NPI)

Im Rahmen eines langfristigen Anreizregulierungsmodells, welches für eine Gesamtheit von Unternehmen über eine bestimmte Periode Anwendung findet, können unternehmensspezifische Entwicklungen und Anforderungen generell nur eingeschränkt berücksichtigt werden.¹ Die Ausgestaltung einiger Elemente (z.B. Netzbetreiberpreisindex) erfolgt unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung gemäß § 79 GWG 2011.² Die dargestellten Grundsätze werden inhaltlich erstmals im Zuge der Kostenermittlungsverfahren im Jahr 2017 (Entgeltermittlung für das Jahr 2018) umgesetzt.

Es sei angemerkt, dass die Darstellung der grundsätzlichen Regulierungssystematik im Vordergrund steht und diverse Vereinfachungen in den angeführten formalen Darstellungen zur Erleichterung der Lesbarkeit in Kauf genommen werden.

Die Behörde weist darauf hin, dass sich die dargelegten Inhalte des vorliegenden Dokuments ausschließlich auf die dritte Regulierungsperiode für Gasverteilernetzbetreiber beziehen und die Ausgestaltung nachfolgender Regulierungsperioden nicht präjudizieren. Das vorliegende Dokument basiert auf den einschlägigen gesetzlichen Grundlagen in der derzeit geltenden Fassung (GWG 2011, E-Control³); künftige Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen können auch (innerhalb der Regulierungsperiode) Änderungen der dargestellten Systematik nach sich ziehen.

¹ Ein Modell stellt *per definitionem* eine Abstraktion der Realität dar.

² Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 19/2017.

³ Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013.

Beilage 2

Ende Juli 2017 erfolgte bereits eine Konsultation des geplanten Regulierungsmodells. Die dazu abgegebenen Stellungnahmen wurden im Detail analysiert und die unterschiedlichen Meinungen sind in die finale Entscheidung eingeflossen. Zusätzlich wurden auch Anmerkungen berücksichtigt, die im Zuge eines Gesprächs zwischen Kunden- und Branchenvertretung am 2.10.2017 ergänzend dargelegt wurden. Eine detaillierte Würdigung der einzelnen Argumente erfolgt im vorliegenden Dokument nicht, ist aber in die Entscheidungsfindung eingeflossen. Zu der von der Bundesarbeiterkammer (BAK) geforderten Kosten-Nutzen-Analyse hinsichtlich der Änderung der Regulierungssystematik wird angemerkt, dass diese Wirkungsanalyse vom zukünftigen Verhalten der Netzbetreiber abhängig ist und daher zum heutigen Zeitpunkt nicht bewertet werden kann.

2. Ziele der Anreizregulierung und Regulierungsmodell

Ein langfristig stabiler Regulierungsansatz für ein natürliches Monopol sollte (idealerweise) 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 Investitions- und Innovationssicherheit für die regulierten Unternehmen (siehe auch vorangegangenen Punkt)
- o Versorgungszuverlässigkeit und Qualität der Dienstleistung
- o Transparenz des Systems
- o Ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen
- o Minimierung der direkten Regulierungskosten
- 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, d.h. 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 durch Unternehmen und 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 gleich gesetzt 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 eine Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen vermieden und niemandem einseitig unzumutbare Belastungen auferlegt werden sollen.

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

Die Regulierung kann – wie in der Vergangenheit – auf jährlichen Kostenprüfungen basieren, was sowohl für die regulierten Unternehmen als auch den Regulator mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden ist, oder im Rahmen eines längerfristigen, stabilen Modells mit regelmäßigen, jedoch nicht jährlichen Kostenprüfungen, erfolgen. Im Sinne einer Minimierung der direkten Regulierungskosten ist längeren Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen jedenfalls der Vorzug zu geben. Während der Zeitspannen sollten die Tarife⁴ 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.

Während Stromverteilternetzbetreiber aktuell die dritte Regulierungsperiode (01.01.2014-31.12.2018) durchlaufen, werden Gasverteilternetzbetreiber mit Ende 2017 die zweite Regulierungsperiode abschließen. Gasverteilternetzbetreiber wurden bislang jedoch nur einem Effizienzvergleich unterzogen; beim Übergang zwischen erster und zweiter Periode erfolgte kein neuerlicher Effizienzvergleich sondern nur eine unternehmensindividuelle Feststellung des Zielerreichungsgrades. Das System des kontinuierlichen Effizienzvergleiches stellt eine Änderung der bisherigen Systematik dar und bewirkt eine Gleichstellung mit der Vorgangsweise bei der Regulierung der Stromverteilternetzbetreiber.

Weitere Aktualisierungen und Anpassungen des Regulierungssystems werden in den folgenden Abschnitten dargestellt.

⁴ In diesem Dokument werden die Begriffe „Tarif“ und „Entgelt“ als Synonyme verwendet.

3. Anwendungsbereich und Dauer der Regulierungsperiode

Das in diesem Dokument dargestellte Regulierungssystem gilt generell für alle Gasverteilernetzbetreiber in Österreich, welche die Ebenen 2 und 3 betreiben. Dies trifft auf 20 Unternehmen (vgl. Anhang in Abschnitt 16) zu.

Zur Bestimmung der Dauer einer Regulierungsperiode ist eine Abwägung zwischen verschiedenen Effekten notwendig. Wie bereits in Abschnitt 2 dargestellt wurde, besteht die Anreizwirkung zur produktiven Effizienz in der zwischenzeitlichen Entkoppelung der zugestandenen von den tatsächlichen Kosten bzw. Erlösen. Die Intensität dieser Anreizwirkung ist im Rahmen einer Anreizregulierung insbesondere von der Dauer der Entkoppelung – der Dauer der Regulierungsperiode - abhängig⁵. Durch die Entkoppelung wird bewusst ein vorübergehend allokativ ineffizienter Zustand zur Generierung von Anreizen zur produktiven Effizienz in Kauf genommen. Während eine zu kurze Zeitspanne der Entkoppelung zu geminderten Anreizen führen kann, besteht bei zu langen Zeitspannen die Gefahr, dass mögliche Kostensenkungspotentiale, abgebildet durch den ex-ante bestimmten Kostenpfad (konsumentenseitig) überschätzt bzw. (unternehmensseitig) unterschätzt werden. Die Einschätzung wird umso schwerer, je länger der Zeitraum gewählt wird.

In der gegenwärtigen Regulierungspraxis betragen die Zeitspannen für die Dauer einer Regulierungsperiode in der Regel zwischen drei und fünf Jahren. Da sowohl die Regulierungsbehörde als auch die Branche in den letzten Jahren eingehende Erfahrungen mit dem System der Anreizregulierung gemacht haben, erscheint eine Beibehaltung der Zeitspanne von 5 Jahren erstrebenswert.

Zur Minderung des aus der Literatur ableitbaren Ratchet-Effekt⁶ wird ein wiederkehrendes (kontinuierliches) Benchmarking durchgeführt. Kontinuierlich bedeutet in diesem Sinne, dass der Effizienzvergleich jeweils vor Beginn einer Regulierungsperiode zu erfolgen hat und daher der daraus resultierende Kostenpfad auch nur für eine Regulierungsperiode wirkt.

Wesentlich bei dieser Vorgangsweise ist allerdings, dass für die Bestimmung der Ausgangs- und Benchmarkingkostenbasis entsprechende Normierungen und Glättungen zur Vermeidung von strategischem Verhalten hinsichtlich der Verschiebung von Kostenpositionen (beispielsweise im Bereich der Instandhaltung, Personalbestand etc.) durchgeführt werden. Gerade bei der Prüfung der Kostenzuordnung und insbesondere bei Umlagen, internen und externen Leistungsverrechnungen sei ein strenger Maßstab bei der Beurteilung der Kosten, sowohl dem Grund als auch der Höhe nach, vorzunehmen.

⁵ Es sei angemerkt, dass die Dauer einer Regulierungsperiode bei einer reinen Yardstick-Regulierung keine Rolle spielt, da hier keine zwischenzeitliche Entkoppelung, sondern (in der Reinform) eine gänzliche Entkoppelung zwischen zugestandenen und tatsächlichen Kosten (auch im Ausgangsjahr) erfolgt.

⁶ Ausweisung einer überhöhten Kostenbasis zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode im „Fotojahr“ (siehe hierzu Rodgarkia-Dara, A., 2007, Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und international Erfahrungen, E-Control Working Paper, Nr. 18, 1-70).

4. Ermittlung der Ausgangskostenbasis

E-Control verfolgt im Rahmen der Kosten- bzw. Mengenermittlung prinzipiell den Ansatz, auf letzt-verfügbare Werte abzustellen. Jedoch ist eine Kostenprüfung aller betroffenen Unternehmen einerseits mit einem erheblichen Aufwand sowohl auf Seiten der Behörde als auch bei den Unternehmen verbunden. Zudem soll den betroffenen Unternehmen ausreichend Zeit zur Stellungnahme hinsichtlich der Neugestaltung des Regulierungssystems (einschließlich eines neuerlichen Effizienzvergleiches) sowie der Kostenermittlungsbescheide eingeräumt werden. Schließlich reicht es insbesondere für die Ermittlung der Zielvorgaben nicht aus, dass die Mehrheit der Unternehmen letztverfügbare Werte übermittelt hat; es ist vielmehr erforderlich, dass die relevanten Daten aller Unternehmen vorliegen. Aus all diesen Gründen wird grundsätzlich von einer Prüfung der Kosten des – an sich letzt-verfügbaren – Geschäftsjahres 2016 abgesehen und stattdessen auf das Geschäftsjahr 2015 abgestellt. Bei zwei Unternehmen, deren Unternehmensstruktur deutlichen Veränderungen zwischen 2015 und 2016 ausgesetzt war, wird im Falle von vorliegenden Daten auf das aktuellere Jahr zurückgegriffen. Für die beiden betroffenen Netzbetreiber gelten die nachfolgenden Ausführungen für 2015 sinngemäß auch für 2016.

Maßgeblich für die Determinierung des relevanten Geschäftsjahres ist generell der jeweilige Bilanzstichtag (Abschlussstichtag gemäß § 201 UGB). Liegt der Bilanzstichtag eines Unternehmens somit im Jahr 2015, werden die bilanziellen Werte zu diesem Stichtag (Jahresabschluss) im Rahmen der durchgeführten Kostenprüfung betrachtet.

In Teilbereichen (z.B. im Bereich der nicht beeinflussbaren Kosten sowie der Eingangsgrößen für die Berechnung der Erweiterungsfaktoren) wird im Rahmen der Feststellung der Kostenbasis jedoch auf jeweils letztverfügbare Werte abgestellt, um den systemimmanenten Zeitverzug möglichst gering zu halten. Aus dem Zeitverzug resultierende nachteilige Effekte werden durch eine entsprechende Behandlung (vgl. Abschnitt 11.3) abgedeckt.

4.1. Geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2015

Die Basis für die dritte Anreizregulierungsperiode bilden daher die von der Regulierungsbehörde geprüften Gesamtkosten, d.h. Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX), des Geschäftsjahres 2015 (K_{2015}), wobei die Angemessenheitsprüfung nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß § 79 GWG 2011 erfolgt. Dabei ist auf pagatorische bzw. bilanzielle Werte abzustellen - eine Berücksichtigung von Kosten auf Planwertbasis wäre unzulässig (vgl. die Erläuterungen von § 79 Abs. 1 und 4 GWG 2011⁷). Die Daten des Geschäftsjahres 2015 werden darüber hinaus unter Heranziehung der Entwicklungen in den vorangegangenen Jahren plausibilisiert und gegebenenfalls normalisiert, um eine reine Stichtagsbetrachtung sowie die strategische

⁷ RV 1081 BlgNR 24.GP 26.

Verschiebung von Kostenpositionen in das „Fotojahr“ zu vermeiden, bzw. um außerordentliche Effekte zu berücksichtigen.⁸

Im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt eine differenzierte Feststellung der Betriebskosten nach den Kategorien „nicht beeinflussbar“ und „beeinflussbar“ gemäß § 79 Abs. 6 GWG 2011, die zusammen die Betriebskosten 2015 ($OPEX_{2015}$) ergeben. Die Trennung ist deswegen erforderlich, weil die beeinflussbaren Kosten den Zielvorgaben gemäß § 79 Abs. 2 GWG 2011 in der Form eines Kostenpfades (beinhaltet die generellen und individuellen Zielvorgaben) sowie dem Netzbetreiberpreisindex unterliegen. Die „nicht beeinflussbaren“ Kosten (nbK) unterliegen hingegen keinen Zielvorgaben; sie werden dementsprechend auf Basis letztverfügbarer Werte geprüft und ohne Auf- oder Abschläge durchgereicht (*pass-through*), d.h. additiv im Rahmen der Regulierungsformel berücksichtigt (vgl. Abschnitt 14). Relevant ist diese Differenzierung weiters für die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges (vgl. Abschnitt 11.3).

Als nicht-beeinflussbare Kosten von Verteilernetzbetreibern des jeweiligen Jahres (nbK_t) gelten gemäß § 79 Abs. 6 GWG 2011 Kosten:

- o für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland sowie für den Verteilergebietsmanager (z.B. vorgelagerte Netzkosten);
- o für Landesabgaben zur Nutzung öffentlichen Grundes (Gebrauchsabgabe);
- o zur Deckung von Netzverlusten auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung (Preiskomponente der Netzverlustkosten);
- o aufgrund gesetzlicher Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, welche dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Erdgasmarktes mit 1. Oktober 2002 bestanden haben. Gemäß § 2 GAS-NBK-VO sind hierunter Personalkosten sowie Finanzierungskosten zu verstehen.

Die Regulierungssystematik für Gasverteilernetzbetreiber sieht ab der dritten Periode eine getrennte Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten vor.

4.2. Bestimmung der beeinflussbaren Betriebskosten

Auf Betriebskostenseite wird für die Dauer der Regulierungsperiode wie bisher ein Budget zur Verfügung gestellt, wobei Änderungen der Versorgungsaufgabe durch pauschale additive Betriebskostenfaktoren (vgl. Abschnitt 11.1) abgebildet werden. Die Betriebskosten des relevanten Kostenprüfungsjahres 2015 bzw. 2016 werden während der Regulierungsperiode mittels Zielvorgaben (in genereller und unternehmensindividueller Form) sowie dem Netzbetreiberpreisindex indexiert.

⁸ Außerordentliche Effekte umfassen beispielsweise unvorhergesehene Kostenerhöhungen ausgelöst durch Naturkatastrophen (gewöhnliche Reinvestitionen in die Netzinfrastruktur fallen jedenfalls nicht darunter).

Zur Ermittlung der Ausgangskostenbasis der Betriebskosten werden die beeinflussbaren Betriebskosten des Geschäftsjahres 2015 bzw. 2016 mit dem Netzbetreiberpreisindex (NPI, vgl. Abschnitt 8) und der generellen Produktivitätsvorgabe (XGen, vgl. Abschnitt 0) hochgerechnet, um zwei gegenläufige Effekte abzubilden.⁹ Diese Berechnung stellt sicher, dass neben exogenen Preissteigerungen im dargestellten Zeitraum auch der branchenspezifische Produktivitätsfortschritt adäquat berücksichtigt wird.

$$OPEX_{2017}^{Pfad} = (OPEX_{2015} - nbK_{2015}) \times \prod_{t=2016}^{2017} [(1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{3.Periode})]$$

Bei abweichenden Wirtschaftsjahren müssen im Rahmen der Hochrechnung entsprechende Anpassungen hinsichtlich der unterjährigen Betrachtung vorgenommen werden.¹⁰

Bei den beiden Unternehmen, für welche das Geschäftsjahr 2016 als relevantes Prüfjahr bestimmt wurde, verkürzt sich die Hochrechnung entsprechend.

Für die Bestimmung der Tarife mit 1. Jänner 2018 wird die OPEX-Ausgangskostenbasis $OPEX_{2017}^{Pfad}$ erstmalig mit der in Kapitel 7 beschriebenen Zielvorgabe (ZV) und dem Netzbetreiberpreisindex (NPI) übergeleitet.

$$OPEX_{2018}^{BasisEntgelte} = OPEX_{2017}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2018}) \times (1 - ZV_{3.Periode})$$

4.3. Bestimmung der Kapitalkosten

Die Behandlung der Kapitalkosten im Zuge der dritten Regulierungsperiode erfährt grundlegende Änderungen. Diese stehen den Netzbetreibern im Gegensatz zu den Betriebskosten nicht mehr als pauschales Budget für die Dauer einer Regulierungsperiode zur Verfügung, sondern werden gemäß ihrer aktuellen Entwicklung erfasst. Kapitalkosten sind im Allgemeinen als Summe der Abschreibungen und der Finanzierungskosten des betriebsnotwendigen Vermögens zu verstehen. Mit dem System der effizienzabhängigen Rendite wird ein neues Anreizsystem geschaffen, welches eine unternehmensindividuelle Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens bis zu einem bestimmten Stichtag umfasst.

4.3.1. Grundzüge der effizienzabhängigen Rendite

Im Zuge der dritten Regulierungsperiode wird den Unternehmen eine unternehmensindividuelle Verzinsung gewährt, welche sich an der unternehmensindividuellen Effizienz der Unternehmen orientiert. Ausgangspunkt ist ein

⁹ Die Anwendung der individuellen Zielvorgabe (vgl. Abschnitt 7) erfolgt erstmalig mit der Überleitung dieser beeinflussbaren Ausgangskostenbasis (2017) in die Entgelte des Jahres 2018; dem ersten Jahr der dritten Anreizregulierungsperiode. Dies wird formal im Abschnitt 14 (Regulierungsformel) dargestellt.

¹⁰ Für den Bilanzstichtag 31. März ergibt sich somit:

$$OPEX_{2017}^{Pfad} = (OPEX_{2015} - nbK_{2015}) \times (1 + \Delta NPI_{2015})^{0,75} \times (1 + \Delta NPI_{2016}) \times (1 + \Delta NPI_{2017}) \times (1 - Xgen_{3.Periode})^{2,75}$$

relativer Effizienzvergleich mit Einbeziehung der Gesamtkosten (in standardisierter Form) welcher in Kapitel 6 beschrieben ist.

Einem durchschnittlich effizienten Unternehmen wird ein durchschnittlicher Finanzierungskostensatz (WACC vor Steuern, vgl. Kapitel 9) auf das betriebsnotwendige Vermögen (vgl. Kapitel 0) in Höhe von 4,88 % zugestanden. Der Durchschnitt bestimmt sich als arithmetisches Mittel über alle vom Effizienzvergleich umfassten Netzbetreiber nach Berücksichtigung der Mindesteffizienz in Höhe von 74,06 %.

Die effizienzabhängige Rendite variiert je nach Effizienzwert um bis zu +/- 0,5 Prozentpunkte um den Durchschnitt, dh. effizienten Unternehmen wird eine Rendite in Höhe von 5,38 % und mindesteffizienten Unternehmen eine Rendite von 4,38 % gewährt. Dazwischen erfolgt ein gleitender Verlauf. Um die Auswirkungen zu begrenzen, werden die neuen Anreizregulierungsfaktoren k1 und k2 eingeführt.

Die Anreizregulierungsfaktoren k1 und k2 werden wie folgt gewählt:

- Um die positiven Auswirkungen des Anreizsystems zu begrenzen, wird der Faktor k1 (positiver Anreizkorrekturfaktor) so gewählt, dass insgesamt für alle Unternehmen die über dem durchschnittlichen Effizienzwert liegen, eine Auswirkung der Anhebung des WACC von + 5 Mio € /a erreicht wird.
- Um die negativen Auswirkungen des Anreizsystems zu begrenzen wird der Faktor k2 (negativer Anreizkorrekturfaktor) so gewählt, dass insgesamt für alle Unternehmen die unter dem durchschnittlichen Effizienzwert liegen, eine Auswirkung der Absenkung des WACC von – 2 Mio €/a erreicht wird.

Die effizienzabhängige Rendite für unterdurchschnittlich und überdurchschnittlich effiziente Unternehmen wird wie folgt berechnet:

$$WACC_{\text{überdurchschnittlich};i}^{\text{Effizienz}} = 4,88\% + \frac{0,5\%}{(100\% - \emptyset\text{Effizienz})} \times (\text{Effizienzwert}_i - \emptyset\text{Effizienz}) * k1$$

$$WACC_{\text{unterdurchschnittlich};i}^{\text{Effizienz}} = 4,88\% - \frac{0,5\%}{(\emptyset\text{Effizienz} - 74,06\%)} \times (\emptyset\text{Effizienz} - \text{Effizienzwert}_i) * k2$$

Im Saldo ergibt sich eine Anreizwirkung der effizienzabhängigen Rendite in Höhe von + 3 Mio €/a. Der positive Überhang gewährleistet eine Anreizwirkung auch dann, wenn sich alle Unternehmen verbessern und besser als der Durchschnitt werden. Dies wäre ohne die Korrekturfaktoren k1 und k2 nicht gewährleistet, weil sich die Anreizwirkung auflösen würde, sobald sich die Unternehmen mit unterdurchschnittlichem WACC zumindest bis zum Durchschnitt verbessern.

Die neuen Anreizregulierungsfaktoren nehmen während der dritten Regulierungsperiode für Gasverteilernetzbetreiber folgende Werte an

- k1: 0,83532 (für überdurchschnittlich effiziente Unternehmen)
- k2: 0,65231 (für unterdurchschnittlich effiziente Unternehmen)

und sind in Verbindung mit den Ausführungen zur produktiven Effizienz in Abschnitt 2 zu sehen. Durch die Anwendung der Faktoren variiert die Eigenkapitalrendite¹¹ von Gasverteilernetzbetreibern zwischen 7,34% und 9,19%. Inwieweit durch eine derartige Spreizung ausreichend Anreize auf eine Verbesserung der Effizienz erreicht werden, ist in künftigen Analysen zu klären.

4.3.2. Kapitalkostenabgleich – Anwendung der effizienzabhängigen Rendite

Die unternehmensindividuelle effizienzabhängige Rendite wird während einer Regulierungsperiode auf die verbleibenden Restbuchwerte des RAB des Vermögens bis 2015¹² angewandt. Nettozugänge (Zugänge abzüglich BKZ) der Jahre 2016 und 2017 werden mit einer einheitlichen Rendite von 4,88 % verzinst; für Investitionen ab 2018 erhöht sich diese Rendite durch die Gewährung eines Mark-up auf 5,20 %. Dies erfolgt mangels jährlichen Effizienzvergleichen bis ein neuerlicher Effizienzvergleich (für die folgenden Regulierungsperioden) diese Investitionen auch umfassen kann, dh. Investitionen nach einem werden als vorübergehend durchschnittlich effizient eingestuft. Die Gewährung des Mark-up erfolgt aus Gründen der Investitionsförderung und geht deshalb über den angemessenen Finanzierungskostensatz gemäß § 80 GWG 2011 hinaus. Abschreibungen unterliegen in dieser Systematik keinen Abschlägen, dh. der Mittelrückfluss wird zur Risikominderung für Netzbetreiber garantiert.

Der Kapitalkostenabgleich sieht in Verbindung mit der effizienzabhängigen Rendite (WACC_EFF) für die Entgeltermittlung mit 1. Jänner 2018 wie folgt aus:

$$\text{Kapitalkostenabgleich}_{2018} = AfA_{2016} + RAB_{\text{Vermögen_bis_2015}}^{2016} \times WACC_EFF + RAB_{\text{Vermögen_ab_2016}}^{2016} \times 4,88\%$$

Wobei für die Folgejahre gilt:

$$\text{Kapitalkostenabgleich}_{2019} = AfA_{2017} + RAB_{\text{Vermögen_bis_2015}}^{2017} \times WACC_EFF + RAB_{\text{Vermögen_ab_2016}}^{2017} \times 4,88\%$$

$$\text{Kapitalkostenabgleich}_{2020} = AfA_{2018} + RAB_{\text{Vermögen_bis_2015}}^{2018} \times WACC_EFF + RAB_{\text{Vermögen_ab_2016}}^{2018} \times 4,88\% + RAB_{\text{Vermögen_ab_2018}}^{2018} \times 5,20\%$$

¹¹ $Rendite^{EK} = \frac{WACC_EFF - FKZins \times FK\text{Anteil}}{EK\text{Anteil}}$

¹² Bei zwei Unternehmen bildet durch das abweichende Kostenprüfungsjahr die Grenze das Geschäftsjahr 2016.

5. Generelle Produktivitätsvorgabe (Xgen)

Im Zuge der Einführung der Anreizregulierung für Gasverteilernetzbetreiber wurde ein genereller Produktivitätsfortschritt (Xgen) in Höhe von 1,95 Prozent per anno festgelegt, welcher für die ersten beiden Regulierungsperioden zur Anwendung kam. Seitens der Branche wurde im Zuge der Diskussionen zur Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode eine deutliche Absenkung des generellen Produktivitätsfortschritts gefordert und hierzu ein Gutachten im Auftrag des FGW (Gugler/Liebensteiner 2017)¹³ eingebracht. Um eine sachgerechte Festsetzung des Xgen für die kommende Regulierungsperiode zu gewährleisten, hat die Behörde ebenfalls ein entsprechendes Gutachten (WIK-Consult 2017)¹⁴ in Auftrag gegeben.

Gugler/Liebensteiner (2017) wenden für die empirische Ermittlung des X-Gen ein ökonometrisches Schätzverfahren an, welches auf Unternehmensdaten von 20 Unternehmen über den Zeitraum von 2002 bis 2015 beruht. Die Schätzgleichung enthält als abhängige Variable die logarithmierten Gesamtkosten der jeweiligen Unternehmen und als unabhängige Variablen die im Zuge der Einführung der ersten Regulierungsperiode verwendeten Outputs des damaligen Effizienzvergleichs (gewichtete Leitungslängen, verrechnete Leistung für Industrie und großes Gewerbe sowie Zählpunkte für Haushalte und kleines Gewerbe). Der Produktivitätsfortschritt wird durch die Berücksichtigung eines linearen und quadratischen Zeittrends gemessen, wobei als Prognoseintervall für die dritte Regulierungsperiode die Koeffizienten der Zeittrends der rezentesten 5 Jahre herangezogen werden. Für die Jahre nach 2008 wird mit einer Dummy-Variable für das Vorherrschen einer Anreizregulierungsphase kontrolliert. Mit bzw. ohne Verteilung von Pensionsnachdotierungen eines Unternehmens über einen mehrjährigen Zeitraum errechnen Gugler/Liebensteiner (2017) *nominelle* Totale Faktorproduktivitäten (TFPs) in Höhe von 0,03 bzw. 0,23 Prozent. Durch die zusätzliche Berücksichtigung von Faktorpreisen für Arbeit und Kapital, sowie der Verteilung der Nachdotierung für Pensionsrückstellungen über den Zeitraum 2011 bis 2015 ergibt sich ein TFP in Höhe von 0,61 Prozent p.a.

WIK-Consult (2017) konnte die von Gugler/Liebensteiner (2017) errechneten Werte reproduzieren; empfiehlt jedoch die Anwendung einer Ausreißeranalyse, welche selbst von Gugler und Liebensteiner im Rahmen der Robustheitstests eingesetzt wurde. Bei Anwendung der Ausreißeranalyse ergeben sich nominelle TFPs in Höhe von 0,35 (anstatt 0,03) bzw. 0,45 (anstatt 0,23) Prozent. Nach Einbeziehung von Faktorpreisen sowie Ausreißerbereinigung ergibt sich ein TFP von 2,1 (anstatt 0,61) Prozent.

¹³ K. Gugler, M. Liebensteiner (2017), „Addendum zu: Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Gasverteilnetz“. Studie im Auftrag des FGW vom 30. Mai 2017.

¹⁴ WIK Consult GmbH, 2017, „Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Gasverteilernetzbetreiber“. Studie im Auftrag von E-Control.

Nach Abwägung der Ergebnisse der erwähnten Gutachten und zahlreicher Diskussionen sowie der vorgebrachten Stellungnahmen legt die Behörde den generellen Faktorproduktivitätsfortschritt (X-Gen) für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber in Höhe von 0,67 Prozent per anno fest. Dieser Wert ist ohne die Bereinigung um Ausreißer ermittelt, sieht jedoch als relevantes Stützintervall den Zeitraum von 2008-2015 an. Dies umfasst daher beinahe den gesamten Zeitraum der Anreizregulierungsperioden. Zur empirischen Herleitung wird auf WIK-Consult (2017) Spezifikation 1e (ohne Ausreißeranalysen)¹⁵ verwiesen. Die von der Behörde getroffene Festlegung stellt eine Abwägung aus Erkenntnissen des Branchengutachtens als auch des Gutachtens der Behörde dar.

¹⁵ Schätzung mit nominellen Kosten, AfA Glättung und Verteilung der Pensionsrückstellungen eines Unternehmens sowie zusätzlicher Einbeziehung von Faktorpreisen.

6. Individuelle Zielvorgabe (Xind) - Benchmarking

Die unternehmensindividuellen Zielvorgaben basieren auf einem Effizienzvergleich. Eine entsprechende Diskussion und Dokumentation verschiedener Methoden dazu wird nachfolgend beschrieben.

Zur Ableitung von jährlichen Zielvorgaben werden die ermittelten und abzubauenen Ineffizienzen über einen gewissen Zeitraum verteilt, um einerseits dem Charakter der Beeinflussbarkeit gerecht zu werden und andererseits den Unternehmen starke Anreize zum produktiven Verhalten zu gewähren. Die Verteilung der Effizienzwerte hat hierbei einen maßgeblichen Einfluss auf die mitunter bestehende Notwendigkeit der Beschränkung des minimalen Effizienzwertes sowie auf die Dauer, während deren die Ineffizienzen abzubauen sind. Diese Thematik wird in Abschnitt 7 beschrieben.

Ziel der Benchmarkinganalyse ist zu prüfen, ob die tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs einer rationellen Betriebsführung entsprechen. Mit der vorgeschlagenen Benchmarkinganalyse wird den gesetzlichen Vorgaben Rechnung getragen, das Kostenniveau eines oder mehrerer (relativ) effizient geführter, vergleichbarer Unternehmen zu finden. Auf diese Weise kann ermittelt werden, in welchem Verhältnis die Kosten des konkreten Unternehmens zu den Kosten eines oder mehrerer vergleichbarer, rationell geführter Unternehmen stehen.

Die Durchführung der Benchmarkinganalyse lässt sich in mehrere Schritte gliedern:

1. Festlegung des/der Benchmarkingverfahren
2. Variablenauswahl auf Kostenseite (Inputs), als auch auf Leistungs- bzw. Strukturseite (Outputs)
3. Durchführung der Analyse

Auf Basis der Verfahrens- und Variablenauswahl wird anschließend die Effizienz der Unternehmen respektive deren Effizienzsteigerungspotenziale berechnet. Es muss betont werden, dass bei der Analyse nur die *relative* Effizienz der umfassten Unternehmen zueinander ermittelt wird. Dies bedeutet folglich nicht, dass die als effizient ausgewiesenen Unternehmen tatsächlich absolut effizient sein müssen, weshalb auch bei diesen noch Effizienzpotenziale vorhanden sein können. Zudem handelt es sich um eine statische Analyse, weshalb sich aktuell ermittelte Effizienzniveaus in der Zukunft durchaus verschieben können und eine Konvergenz nicht notwendigerweise eintreten muss (dynamischer Aspekt).

Das Benchmarking für die dritte Anreizregulierungsperiode basiert generell auf den Grundlagen und Erkenntnissen des im Jahr 2007 durchgeführten Effizienzvergleichs für die erste Regulierungsperiode. Weiterentwicklungen betreffen vorrangig die verwendete Kostenbasis sowie die durchgeführte Ausreißeranalyse. Für alle Methoden und Parameter der Zielvorgabenermittlung gilt, dass diese dem Stand der Wissenschaft zu entsprechen haben (§ 79 Abs. 2 GWG 2011).

Der Effizienzvergleich umfasst wie bisher generell nur die Netzebenen 2 und 3. Die Netzebene 1 wird aus der Analyse ausgeschieden, da diese nur von wenigen Unternehmen betrieben wird. Der individuelle (gewichtete) Effizienzwert welcher für Ebene 2 und 3

ermittelt wird, wird jedoch analog auch für die Netzebene 1 angewendet. Ein Unternehmen, welches ausschließlich die Netzebene 1 betreibt, nimmt am Effizienzvergleich nicht teil¹⁶. Das Benchmarking-Sample umfasst somit 20 von 21 regulierten Gasverteilernetzbetreiber.

6.1. Benchmarkingverfahren

Für die Ermittlung von Zielvorgaben im Wege eines Benchmarking-Verfahrens stehen verschiedene Methoden zur Verfügung. Neben der nicht-parametrischen Benchmarkingmethode der Dateneinhüllungsanalyse (*Data Envelopment Analysis*, DEA) werden Effizienzniveaus auch durch das parametrische Verfahren der modifizierten Regressionsanalyse (*Modified Ordinary Least Squares*, MOLS) bestimmt. Alternative stochastische Effizienzmessungsmethoden, worunter SFA (*Stochastic Frontier Analysis*) oder auch Hybridmodelle wie beispielsweise SDEA (*Stochastic Data Envelopment Analysis*) und auch StoNED (*Stochastic Nonparametric Envelopment of Data*) fallen, wurden durch Gugler et al (2012) in einem Gutachten im Auftrag der Regulierungsbehörde auf ihre theoretische Fundierung und auf ihre praktische Eignung im österreichischen Regulierungskontext untersucht.¹⁷ Bei der SFA erfolgt eine Trennung des Residuums in einen Teil, der Ineffizienzen, und einen Teil, der Rauschen in den Daten darstellt. Diese Aufteilung erfolgt aufgrund von statistischen Methoden, die eine ausreichende Anzahl der betrachteten Unternehmen voraussetzt. Beispielsweise verwendet die Bundesnetzagentur für die Bestimmung der Effizienzen der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber einen Datensatz mit weit mehr als 100 Unternehmen. Die Datengrundlage zur Anwendung der SFA wird von Gugler et al (2012) als nicht ausreichend erachtet.

Bezüglich der Hybridmodelle (u.a. SDEA und StoNED) sehen die Gutachter derzeit Schwierigkeiten hinsichtlich der Abwägung von Vor- und Nachteilen dieser Ansätze, da diese im Gegensatz zu den etablierten und ausreichend erforschten Methoden wie DEA und MOLS noch nicht hinlänglich untersucht wurden und in der Praxis kaum verwendet werden.

Auf Basis der genannten Argumente besteht aus Sicht der Behörde keine Veranlassung, andere Verfahren als die in der Vergangenheit bewährten (DEA und MOLS) einzusetzen. Beide Benchmarkingmethoden entsprechen nach wie vor dem aktuellen Stand der Wissenschaft.¹⁸

Obwohl in diesem Papier auf eine erneute detaillierte Darstellung verzichtet wird, werden jedoch für die Durchführung der Analyse wesentliche Inhalte nochmals aufgegriffen und gegebenenfalls auf Weiterentwicklungen der Benchmarkinganalysen im österreichischen Anreizregulierungskontext (Benchmarking der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber) sowie auf europäischer Ebene (TSO-Benchmarking) referenziert.

¹⁶ Dieses Unternehmen ist generell nicht von der hier beschriebenen Regulierungssystematik umfasst.

¹⁷ Gugler, K., Klien, M., Schmitt S., 2012, „Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze“, Gutachten für die E-Control Austria.

¹⁸ Die Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile der beiden Methoden sind sowohl in den Erläuterungen zur SNT-VO 2006 sowie GSNT-VO 2008 und im damaligen Gutachten von Frontier-Economics/Consentec (2004) beschrieben. Eine weiterführende Diskussion findet sich zudem in Gugler et al. (2012).

6.1.1. Data Envelopment Analysis (DEA)

Bei der DEA handelt es sich um ein nicht-parametrisches Verfahren, weshalb die Schätzung einer zugrundeliegenden Kostenfunktion nicht erforderlich ist, da die Konstruktion der Effizienzgrenze rein anhand der beobachteten best-practice Unternehmen und nicht aufgrund eines ökonometrisch geschätzten Produktionszusammenhanges erfolgt.¹⁹ Die DEA ist der mit Abstand am weitesten verbreitete nicht-parametrische Ansatz der Benchmarkinganalyse, da diese Methode nicht nur leicht verständlich ist, sondern auch die Eigenschaft besitzt, dass die Heterogenität zwischen den Unternehmen relativ leicht abgebildet werden kann. Zusätzlich kann die Analyse mit konstanten oder variablen Skalenerträgen (CRS bzw. VRS Spezifikation) durchgeführt werden (siehe nachstehende Diskussion zu Skalenerträgen). Die Datenqualität ist bei diesem Verfahren von sehr großer Bedeutung, da jegliche Abweichung von der Effizienzgrenze als Ineffizienz interpretiert wird, weshalb dieses Verfahren auch als „deterministisch“ zu klassifizieren ist. Als wesentliche Nachteile sind die Sensitivität in Hinblick auf Ausreißer, sowie die Diskriminierungskraft der Analyse bei wenigen Beobachtungseinheiten in Verbindung mit einer hohen Anzahl von Outputs („Fluch der Dimensionalität“) zu nennen. Je mehr Dimensionen eine DEA hat, umso größer ist die Gefahr, dass jede Firma in einer separaten Dimension agiert, in welcher es definitionsgemäß keine effizienteren Firmen geben kann (Konvergenz der Effizienzwerte gegen 1). Da best-practice Unternehmen den Wert 1 (völlige Effizienz) zugewiesen bekommen, dadurch die Effizienzgrenze bilden und sich die Effizienz der verbleibenden Unternehmen in Relation zu dieser Grenze bestimmen, können Ausreißer einen erheblichen Einfluss auf die Effizienzergebnisse der „eingehüllten“ Unternehmen haben. Auf Basis der genannten Eigenschaften werden insbesondere die Eingangsparameter auf Vollständigkeit und Korrektheit (mittels Plausibilitäts- und Validitätsprüfungen) geprüft, Ausreißeranalysen durchgeführt und mit der MOLS ein zweites Verfahren angewandt, dessen Vor- und Nachteile beinahe spiegelbildlich zur DEA sind (siehe folgender Abschnitt).

6.1.2. Modified Ordinary Least Squares (MOLS)

Im Rahmen der MOLS Analyse, einem parametrischen Verfahren, ist im Gegensatz zur DEA eine Spezifikation des funktionalen Zusammenhangs zwischen Inputs und Outputs notwendig.²⁰ Dieser funktionale Zusammenhang wird durch eine OLS Schätzung abgebildet, welche den grundsätzlichen (durchschnittlichen) Zusammenhang zwischen In- und Outputs abbildet. Die Effizienzgrenze wird bei der MOLS anhand der Verschiebung der OLS-Geraden mit dem Standardfehler der Regression gebildet. Im Falle einer Exponentialverteilungsannahme (des Ineffizienzterms) erfolgt diese Verschiebung mit dem *root-mean-square-error* (RMSE), d.h. dem Standardfehler der Regression oder im Falle einer halb-normalen Verteilungsannahme (des Ineffizienzterms) durch $RMSE \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{\pi}}$.

Die Verschiebung nach außen ist umso größer, je größer die Streuung der Residuen und folglich auch der Schätzer für die durchschnittliche Ineffizienz bzw. Abweichung der Firmen von der Effizienzgrenze ist. So wird sichergestellt, dass zwar ein Großteil der Datenpunkte, nicht jedoch alle Datenpunkte eingehüllt sind. Gerade diese Eigenschaft macht dieses

¹⁹ Vgl. allgemein zur DEA auch die Erläuterungen zur SNT-VO 2006, S. 35ff.

²⁰ Vgl. allgemein zur MOLS auch die Erläuterungen zur SNT-VO 2006, S. 38ff.

Verfahren grundsätzlich weniger sensitiv gegenüber Ausreißern als das zuvor beschriebene Verfahren der DEA.

Als Verteilungsannahme des Ineffizienzterms wird eine halb-Normalverteilung unterstellt. Alternativ könnte auch die Verteilungsannahme einer Exponentialverteilung für den Fehlerterm verwendet werden. Im Unterschied zur Exponentialverteilung, wird die Effizienzgrenze bei der halb-Normalverteilung weniger weit nach außen verschoben, was generell höhere Effizienzwerte zur Folge hat. Im Falle von log-linearen funktionalen Formen (Cobb-Douglas oder translog-Funktionen) erfolgt die Berechnung der Effizienzwerte unter der Annahme der halb-Normalverteilung über folgende Formel:

$$Effizienzwert_{MOLS} = \min \left(1; \frac{1}{e^{(Residuum + RMSE \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{\pi}})}} \right)$$

6.1.3. Skaleneffekte

Wie bereits obig dargestellt, können im Rahmen der DEA als auch der MOLS verschiedene Annahmen zu Skaleneffekten berücksichtigt werden. Zwar kann im Rahmen von parametrischen Verfahren auf das Vorliegen von Skaleneffekten getestet werden, jedoch stellt sich die Frage, ob aus regulierungspolitischer Sicht nicht einer a priori Entscheidung der Vorzug gegeben werden muss; dies gilt besonders dann, wenn die Wahl der optimalen Unternehmensgröße in die Einflussosphäre der regulierten Unternehmen fällt.

Wie im Effizienzvergleich zu Beginn der ersten Regulierungsperiode werden erneut konstante Skalenerträge in beiden Benchmarkingverfahren (MOLS und DEA) unterstellt.

6.2. Spezifikation der Benchmarkingparameter

Im Rahmen einer Effizienzanalyse wird das Verhältnis der In- und Outputs zwischen den Unternehmen generell als Maßzahl der Effizienz gesehen. Hierbei kann entweder eine Input- oder eine Outputorientierung verwendet werden, wobei bei ersterer eine exogen gegebene Anzahl von Outputs (Leistungsparameter) mit geringstmöglichen Kosten (Inputs) und bei zweiter Orientierung bei gegebenem Input ein möglichst hoher Output produziert werden soll. In der Netzwirtschaft sind die relevanten Outputs des Gasverteilernezbetreibes als mehrheitlich nicht-beeinflussbar anzusehen (die Leistung ist vom Abnahmeverhalten getrieben und Zählpunkte sind von Kundenseite vorgegeben), weshalb die Inputorientierung als die relevante Sicht anzusehen ist. Während Kosten oftmals als der einzig relevante Input gesehen wird (Effizienzwert als Maßzahl für die Kosteneffizienz), kann die Auswahl an relevanten Outputs anhand verschiedener Vorgangsweisen erfolgen – in der Praxis sind hier vor allem Expertenmeinungen (intuitiv vermutete kostentreibende Effekte), ingenieurwissenschaftliche Ansätze (Modellnetzanalyse) sowie empirische Analysen mittels Signifikanztests zu nennen. Oftmals werden die genannten Auswahlverfahren auch miteinander verknüpft.

In Folge wird diskutiert, wie die für das gegenständliche Benchmarking herangezogenen Inputs- und Outputfaktoren zu spezifizieren sind und welche zugrundeliegenden Überlegungen hierzu angestellt wurden.

6.2.1. Variablenauswahl: Inputparameter

Als Kostengrößen, welche als Inputvariable herangezogen werden, können entweder nur die Betriebskosten (OPEX) oder die Gesamtkosten (OPEX+CAPEX) gemeinsam verwendet werden. Die Verwendung von Gesamtkosten hat den Vorteil, dass die Benchmarkingergebnisse nicht durch die Wahl der Kapitalintensität im Produktionsprozess verzerrt werden. Bei Fokussierung des Benchmarking nur auf OPEX könnten Anreize entstehen, OPEX als Kapitalkosten zu deklarieren (z.B. bestimmte Instandhaltungsmaßnahmen) oder sogar Investitionen betriebskostenintensiven Lösungen vorzuziehen, nur um das OPEX-Benchmarkingergebnis zu verbessern.

Dem Grundsatz der Kostenwahrheit entsprechend sollte sich auch die Benchmarking-Analyse aus derzeitiger Sicht der Behörde nicht nur auf die laufenden Betriebskosten (einschl. Instandhaltungskosten) beschränken, sondern sich auch auf die Kapitalkosten (CAPEX) erstrecken. Es sind daher jedenfalls entsprechende Anreize für effizientes Investitionsgebaren der Unternehmen zu schaffen und sicherzustellen, dass auch der operative Betrieb in ressourcenschonender Weise vonstattengeht.²¹ Die Verwendung von Gesamtkosten wird von Seiten der Behörde nach wie vor als sachgerecht erachtet, weshalb die Inputs als Eingangsgrößen in die Benchmarkingverfahren auf Gesamtkosten (TOTEX) beruhen.

Für die Bestimmung der im Benchmarking verwendeten Kosten wird grundsätzlich auf die geprüften Kosten des relevanten Kostenprüfungsjahres der Netzebenen 2 und 3 abgestellt (vgl. Abschnitt 4.1). Die Summe der eigenen Netzkosten versteht sich exklusive der Messdifferenzen und exklusive der vorgelagerten Netzkosten, jedoch inklusive der Messkosten, welche im ersten Effizienzvergleich noch bereinigt wurden (durch eine Approximation mit den Messerlösen). Die Einbeziehung der Messkosten stellt eine Angleichung zur Systematik im Stromverteilernetzbereich dar. Kalkulatorische Kapitalkosten werden durch normiert standardisierte Kapitalkosten ersetzt, um die Vergleichbarkeit der Unternehmen in Bezug auf die unterschiedliche Altersstruktur und divergierende Nutzungsdauern zu gewährleisten (vgl. Abschnitt 6.2.1.1).

²¹ Es ist darauf hinzuweisen, dass § 79 Abs. 2 GWG 2011 explizit auch die Betrachtung von Teilprozessen zulässt.

6.2.1.1. Standardisierung von Kapitalkosten

Bereits im Effizienzvergleich der ersten Regulierungsperiode wurde eine Standardisierung der Kapitalkosten anhand von Annuitäten sowie indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten durchgeführt. Die nunmehrige Standardisierung umfasst im Gegensatz zur damaligen Berechnung alle Anlagegüter und stellt lediglich auf die Annuitätenberechnung ab. Die damals zusätzlich verwendeten indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten werden in gegenständlicher Analyse nicht mehr verwendet. Diese indexieren zwar die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellkosten auf heutige Preise, allerdings wird die unterschiedliche Altersstruktur bei der Ermittlung zugehöriger Abschreibungen und Finanzierungskosten dezidiert berücksichtigt. Diese Methode ist daher nicht geeignet, die unternehmensindividuelle Lage im Investitionszyklus im Gegensatz zur Annuitätenberechnung zu nivellieren.

Beim Annuitätenverfahren werden die Anschaffungs- und Herstellkosten der einzelnen Anlagekategorien nach dem jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme indexiert und dadurch Tagesneuwerte errechnet. Diese liefern unter der Einbeziehung von standardisierten Nutzungsdauern und einem realen Zinssatz die Basis für Annuitäten (gleichmäßige Zahlungsströme über die gesamte Nutzungsdauer). Zur Berechnung der Annuitäten sind folgende Schritte notwendig:

- Erfassung der Investitionszeitreihen für alle Anlagekategorien (liegt durch die Anlageklassen GAS seit 2005 vor)
- Festlegung eines geeigneten Index für die durchschnittliche Preisentwicklung der Anlagegüter.
- Festlegung der Laufzeit der Annuität („Abschreibungsdauer“);
- Festlegung des Zinssatzes der Annuität („WACC real“).

Hierbei werden die historischen Anschaffungs- und Herstellkosten mit einem Preisindex versehen und dadurch indexierte Anschaffungs- und Herstellkosten bzw. Tagesneuwerte errechnet. Da für die unterschiedlichen Anlagekategorien keine spezifischen Teuerungsraten über den erforderlichen Zeitraum (oftmals bis zu 50 Jahre) zur Verfügung stehen,²² werden alle Anlagekategorien mit dem Verbraucherpreisindex indexiert. Nach Errechnung der indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten je Anlagekategorie erfolgt die Ermittlung von Annuitäten (entsprechen den standardisierten Kapitalkosten) unter der Einbeziehung eines einheitlichen realen Zinses²³ $(=(1+WACC)/(1+VPI)-1)$ sowie einheitlicher Abschreibungsdauern je Anlagenkategorie. Für die Berechnung wird die klassische Annuitätenformel verwendet:

$$Annuität_i = \sum AHK_i^{ind} \times \frac{(1+rZ)^{AD,i} \times rZ}{(1+rZ)^{AD,i} - 1},$$

²² In Deutschland wurden unterschiedliche Teuerungsraten je Anlagegut hinterlegt. Gegen die Verwendung des VPI haben weder Branchenvertreter noch Branchengutachter (Consentec) Einwände bzw. Verbesserungsvorschläge eingebracht.

²³ Da die Investitionsreihen indexiert werden, muss ein realer Zinssatz verwendet werden. Der Zeitraum, der dem VPI zugrunde liegt, entspricht jenem des risikolosen Zinses der WACC Ermittlung (5 Jahre).

wobei $\sum AHK_i^{ind}$ die Summe der indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten der Anlagekategorie i , rZ den realen Zinssatz und AD, i die Abschreibungsdauer der Anlagekategorie i darstellen. Die standardisierten CAPEX (nicht normiert) ergeben sich als Summe über alle relevanten Anlagekategorien.²⁴

Um einheitliche Abschreibungsdauern je Anlagekategorie anzuwenden, wurde eine Auswertung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern vorgenommen. Unter Betrachtung der Maximalwerte der Unternehmen über die eingereichten Anlageklassen seit dem Geschäftsjahr 2005 ergeben sich folgende einheitliche Nutzungsdauern:

Anlagekategorie	standardisierte Nutzungsdauer
A.2.Rohrleitungen Ebene 2	50
A.3.Rohrl_Ebene 3 nicht_PVC	50
A.3.Rohrl_Ebene 3 PVC	40
B.2.Schieberstationen Ebene 2	30
B.3.Schieberstationen Ebene 3	50
C.2.GDRAs Ebene 2	40
C.3.GDRAs Ebene 3	40
D.2.Verdichter Ebene 2	5
D.3.Verdichter Ebene 3	5
F.2.Geleistete BKZ E2	40
F.3.Geleistete BKZ E3	40
G.Software	5
H.Zähler u.Messgeräte	20
I.Zähler-Fernaus.ger.	15
J.EDV-Anlagen	10
K.Kommunikationsanlagen	25
L.GWG	1
N.Verbleibendes Anlagevermögen	40

Abbildung 1: Standardisierte Nutzungsdauern für Annuitätenberechnung

Wie auch im Benchmarking für die Stromverteilernetzbetreiber wird eine Normierung der Annuitäten vorgenommen, sodass die ursprünglichen CAPEX/OPEX Verhältnisse der Branche erhalten bleiben.

Im Zuge der Normierung werden die unternehmensindividuellen Verhältnisse zwischen standardisierten Kapitalkosten (Annuitäten) und kalkulatorischen Kapitalkosten ermittelt und das durchschnittliche Verhältnis zwischen standardisierten und nicht standardisierten Kapitalkosten über alle Unternehmen als Normierungsfaktor verwendet. Die Annuitäten werden anschließend durch den branchenweiten Normierungsfaktor dividiert, wodurch sich normierte standardisierte Kapitalkosten ergeben. Formal lässt sich dieser Zusammenhang folgendermaßen darstellen:

$$\text{Normierte standardisierte CAPEX} = \frac{\text{Annuität}}{\text{generellen Normierungsfaktor}}$$

²⁴ Nicht umfasst sind Anlagegüter der Ebene 1, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau der Ebenen 2 und 3, Firmenwerte und Wertpapiere.

wobei sich der generelle (branchenweite) Normierungsfaktor als Median über die individuellen Normierungsfaktoren errechnet,

und der Normierungsfaktor des Unternehmens j definiert ist als

$$\text{Individueller Normierungsfaktor}_j = \frac{\text{Annuität}_j}{\text{CAPEX pagatorisch}_j}$$

Die für den Effizienzvergleich relevante Inputspezifikation errechnet sich somit folgendermaßen:

$$\begin{aligned} & \text{Annuität} \\ & / \text{ generellen Normierungsfaktor} \\ & = \text{standardisierte CAPEX} \\ \hline & + \text{OPEX (Ebene 2 und 3)} \\ & = \text{TOTEX standardisiert für BM} \end{aligned}$$

Abbildung 2: Inputkostenbasis für Benchmarking

Für jedes Verfahren MOLS und DEA wird jeweils ein individueller Effizienzwert mit standardisierten TOTEX ermittelt.

6.2.2. Variablenauswahl: Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter)

Im Rahmen von Effizienzanalysen müssen Leistungs- und Strukturdaten exogene und strukturell bedingte Umweltbedingungen abbilden, welche nicht im Einfluss der Unternehmen stehen. Um eine hohe Diskriminierungskraft zu gewährleisten, sollten – in Abhängigkeit von der vorhandenen Stichprobengröße - möglichst wenige Parameter herangezogen werden. Darüber hinaus müssen sie einen kostentreibenden Effekt haben und sollten so weit wie möglich aus verfügbaren Daten erhoben werden.

Die gegenständliche Analyse baut auf den Erkenntnissen des Effizienzvergleichs der ersten Regulierungsperiode auf. Als relevante Outputparameter wurden neben den gewichteten Leitungslängen²⁵ die verrechnete Leistung von Industrie und großem Gewerbe (Leistung der Zonen A-F der Ebenen 2 und 3 inklusive der Leistung an Weiterverteiler und Erdgastankstellen) und die Anzahl von Zählpunkten von Haushalten und kleinem Gewerbe (Zählpunkte der Zonen 1-4 der Ebenen 2 und 3 inklusive Erdgastankstellen) identifiziert. Diese Parameter werden sowohl von Seiten der Branchenvertretung als auch der Behörde als kostentreibende Faktoren angesehen und bilden die wesentlichen Aufgaben der Gasverteilernetzbetreiber (Bereitstellung von Leitungen, Kapazität und Kundenservices) ab. Eine Änderung zur bisherigen Vorgangsweise umfasst die Überführung der Kunden mit Tagesleistungsmessung (Verrechnete Leistung gem. § 10 Abs. 6a und 6c GSNE-VO 2013) in hypothetische 12-Monats-Spitzen-Mittel (Verrechnete Leistung gem. § 10 Abs. 5 GSNE-VO

²⁵ Die Gewichtungsfaktoren entsprechen jenen aus dem ersten Effizienzvergleich (vgl. Erläuterungen zur GSNT-VO 2008).

2013), um die Homogenität innerhalb des Outputparameters der Leistung von Industrie und großem Gewerbe zu bewerkstelligen.

Als Alternative zur verrechneten Leistung von Industrie und großem Gewerbe wurde neben der Vertragsleistung auch noch der höchste Gaseinsatz diskutiert. Während die Vertragsleistung aufgrund der Signifikanz unmittelbar nach der verrechneten Leistung einzustufen ist, wurde diese aus konzeptionellen Gründen vom Branchengutachter verworfen, weil die Vertragsleistung nur wenig mit der zeitgleichen Inanspruchnahme des Netzes zu tun hat. Der höchste stündliche Gaseinsatz wäre zwar aus konzeptionellen Gründen zu bevorzugen, allerdings war es nicht möglich eine valide Datenbasis für diesen Parameter herzustellen. Aus diesem Grund wird die verrechnete Leistung von Industrie und großem Gewerbe wie oben beschrieben verwendet.

6.3. Berechnung der Effizienzwerte – MOLS

Auf Basis der obigen Ausführungen stellt sich die Modellspezifikation für die Ermittlung der Effizienzwerte durch die MOLS wie folgt dar:

- Funktionale Form – log-linear
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge
- Inputs –standardisierte Gesamtkosten
- Outputs
 - LL_{gew} = gewichtete reale Rohrleitungslänge der Ebenen 2 und 3
 - $\text{Leistung}_{\text{Ind. gr. Gew.}}$ = verrechnete Leistung von Industrie und großem Gewerbe (Zone A-F der Ebenen 2 und 3)
 - $ZP_{\text{Haush. kl. Gew.}}$ = Zählpunkte von Haushalten um kleinem Gewerbe (Zone 1-4 der Ebenen 2 und 3)
- Verteilungsannahme der Ineffizienzen – halb-Normalverteilung

Die log-lineare Kostenfunktion wird wie folgt spezifiziert:

$$\ln K = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln LL_{\text{gew}} + \beta_2 \cdot \ln \text{Leistung}_{\text{Ind. gr. Gew.}} + \beta_3 \cdot \ln ZP_{\text{Haush. kl. Gew.}} + \varepsilon$$

(Gleichung 1)

mit

K = standardisierte TOTEX

LL_{gew} = gewichtete reale Rohrleitungslänge der Ebenen 2 und 3

$\text{Leistung}_{\text{Ind. gr. Gew.}}$ = verrechnete Leistung von Industrie und großem Gewerbe (Zone A-F der Ebenen 2 und 3)

$ZP_{\text{Haush. kl. Gew.}}$ = Zählpunkte von Haushalten um kleinem Gewerbe (Zone 1-4 der Ebenen 2 und 3)

Analog zum Effizienzvergleich der ersten Regulierungsperiode erfolgt die Restriktion auf konstante Skalenerträge, da die Unternehmensgröße prinzipiell in der Einflussosphäre der Unternehmen liegt.

Zu diesem Zwecke wird in der Kostenfunktion die Restriktion der konstanten Skalenerträge eingeführt. Dies lässt sich formal ausdrücken durch:

$$\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 1$$

Dazu muss die Gleichung 1 umgeformt werden in:

$$\ln K - \ln ZP_{Haush. kl. Gew.} = \beta_0 + \beta_1 \cdot (\ln LL_{gew} - \ln ZP_{Haush. kl. Gew.}) + \beta_2 \cdot (\ln Leistung_{Ind. gr. Gew.} - \ln ZP_{Haush. kl. Gew.}) + (\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 - 1) \cdot \ln ZP_{Haush. kl. Gew.} + \varepsilon$$

(Gleichung 2)

Durch die Unterstellung von konstanten Skalenerträgen ($\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 - 1 = 0$), reduziert sich Gleichung 2 zu

$$\ln K - \ln ZP_{Haush. kl. Gew.} = \beta_0 + \beta_1 \cdot (\ln LL_{gew} - \ln ZP_{Haush. kl. Gew.}) + \beta_2 \cdot (\ln Leistung_{Ind. gr. Gew.} - \ln ZP_{Haush. kl. Gew.}) + \varepsilon$$

(Gleichung 3)

Die MOLS-Schätzung wird mit Gleichung 3 durchgeführt und die Fehlertermtransformation (Ermittlung der Effizienzwerte) erfolgt anhand der Formel aus Abschnitt 6.1.2 (MOLS).

6.4. Berechnung der Effizienzwerte – DEA

Im Gegensatz zum Effizienzvergleich der ersten Regulierungsperiode wird auf die Verwendung von „weight restrictions“ verzichtet.

Die *Spezifikation der DEA* stellt sich wie folgt dar:

- Inputorientierte Analyse
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge
- Inputs – standardisierte Gesamtkosten
- Outputs
 - LL_{gew} = gewichtete reale Rohrleitungslänge der Ebenen 2 und 3
 - $Leistung_{Ind. gr. Gew.}$ = verrechnete Leistung von Industrie und großem Gewerbe (Zone A-F der Ebenen 2 und 3)
 - $ZP_{Haush. kl. Gew.}$ = Zählpunkte von Haushalten um kleinem Gewerbe (Zone 1-4 der Ebenen 2 und 3)

6.5. Ausreißeranalysen

Ausreißeranalysen zielen generell darauf ab, Netzbetreiber, die einen starken Einfluss auf die Effizienzwerte eines bedeutenden Teils der anderen Netzbetreiber haben, aus der Berechnung der Effizienzwerte auszuklammern. Betreffend die Verfahren zur Klassifizierung von Ausreißern ist zwischen den Methoden (DEA und MOLS) zu unterscheiden.

In parametrischen Verfahren (MOLS) gilt ein Unternehmen in der Regel dann als Ausreißer, wenn dieses in der Lage ist, die ermittelte Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß zu beeinflussen. Die Beeinflussbarkeit ist im Rahmen dieses Regressionsansatzes prinzipiell unabhängig von der Effizienz des Ausreißers. Es ist demnach ebenso möglich, dass auch ein Verteilnetzbetreiber mit unterdurchschnittlicher Effizienz einen „influential data-point“ darstellt und die geschätzte Regressionsgerade in „seine“ Richtung verzerrt. Statistische Tests zielen demnach darauf ab, generell „influential data-points“ zu identifizieren. Als Möglichkeiten bieten sich neben DFBETAS, „leverage plots“, „studentized residuals“, „DFFITS“, „dropped residuals“ und Covariance-Ratios auch Cook’s-Distances an, wobei letztere praktische Relevanz aufweist und gemäß Anlage 3 der deutschen Anreizregulierungsverordnung explizit als Verfahren zur Ausreißeridentifikation vorgesehen ist. Cook’s Distance misst den Effekt aus der Elimination einer bestimmten Observation im Rahmen der Regressionsanalyse. Datenpunkte mit hohen absoluten Residuen und/oder ungewöhnlich hohen oder niedrigen Ausprägungen bei den unabhängigen Variablen können das Ergebnis der Regression verzerren und durch die Maßzahl der Cook’s Distance identifiziert werden. Übersteigt die Cook’s Distance einer bestimmten Observation einen zuvor definierten Schwellwert, so werden jene Unternehmen als Ausreißer behandelt und die Analyse ohne diese Unternehmen fortgesetzt. Als Schwellwert wird $(4/n-k-1)$ zugrunde gelegt, wobei n der Zahl der Beobachtungseinheiten und k der Anzahl an Parametern entspricht.

Analog zum Effizienzvergleich der Stromverteilernetzbetreiber wird die Ausreißeranalyse im parametrischen Effizienzmessungsverfahren MOLS mittels Cook’s Distance durchgeführt.

Im Rahmen der nicht-parametrischen Effizienzmessungsmethode (DEA) wird auf das Konzept der „Supereffizienzen“ zur Identifikation von Ausreißern abgestellt. Diese ermöglichen eine Quantifizierung des Einflusses von extrem hohen Effizienzwerten (es erfolgt hierbei keine Begrenzung auf 100 Prozent). Durch die Betrachtung der Verteilung der „Supereffizienzen“ lassen sich Rückschlüsse auf mögliche Ausreißer treffen, welche die Effizienzgrenze bilden und diese eventuell unverhältnismäßig weit entfernt von den verbleibenden Unternehmen aufspannen. Anlage 3 der deutschen Anreizregulierungsverordnung sieht betreffend der Supereffizienzanalyse vor, Unternehmen deren Supereffizienzwert den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand (Spannweite zwischen dem 75 %- und 25 % Quantil) übersteigt, als Ausreißer zu klassifizieren. Eine idente Vorgangsweise wurde von der Behörde bereits beim Effizienzvergleich der Stromverteilernetzbetreiber durchgeführt und für den gegenständlichen Effizienzvergleich ebenfalls als sachgerecht erachtet.

Für jedes der spezifizierten Benchmarkingmodelle (MOLS sowie DEA) werden Ausreißeranalysen durchgeführt und die Ausreißer aus der jeweilig zugrunde gelegten Stichprobe entfernt. Dadurch wird sichergestellt, dass diese Unternehmen im jeweiligen

Modell nicht die Effizienzgrenze für andere Unternehmen setzen und dass keine nachteilige Effekte für die anderen Unternehmen im jeweiligen Benchmarking-Sample bestehen.

Innerhalb der MOLS ist es im Gegensatz zur DEA möglich Ausreißer sowohl nach „oben“ als auch nach „unten“ zu identifizieren. Während den Ausreißern in der DEA pauschal ein Effizienzwert von 100 Prozent zugewiesen wird (diese setzen sich ja in der Verteilung deutlich nach „oben“ ab), so erfolgt die Zuweisung eines Effizienzwertes in der MOLS je nach Einstufung als Ausreißer nach „oben“ (100 Prozent) und Ausreißer nach „unten“ (Mindesteffizienz).

Auf Basis der soeben dargestellten Vorgangsweise ergibt sich folgende Übersicht zu den identifizierten Ausreißern, je nach Benchmarkingmodell:

Ausreißeranalysen		
Benchmarkingmethode	MOLS	DEA
Ausreißeridentifikation nach	Cook's Distance	Verteilung der Supereffizienzen
Kritischer Schwellwert	0,25 =4/(20-3-1)	148,1 % =Q(75%)+1,5x(Q(75 %)-Q(25 %))
Anzahl der Ausreißer	0	0

Abbildung 3: Ausreißeranalysen nach Benchmarkingmodell

6.6. Ermittlung des individuellen (gewichteten) Effizienzwertes (X_{ind})

Die beiden Effizienzwerte aus der MOLS und DEA werden zu jeweils 50 Prozent in einen finalen (gewichteten) Effizienzwert überführt. Die Gewichtung erfolgt vor dem Hintergrund der jeweiligen Vor- und Nachteile der Methoden (vgl. Abschnitt 6.1).

Modell	MOLS	DEA
Spezifikation	log-linear CRS	CRS
Input	TOTEX standardisiert	TOTEX standardisiert
Outputs	-Gewichtete Rohrleitungslängen -verrechnete Leistung Industrie und großes Gewerbe inkl. Weiterverteiler -Zählpunkte Haushalte und kleines Gewerbe	-Gewichtete Rohrleitungslängen -verrechnete Leistung Industrie und großes Gewerbe inkl. Weiterverteiler -Zählpunkte Haushalte und kleines Gewerbe
Durchschnittlicher Effizienzwert	79,48%	72,40%
Minimaler Effizienzwert	57,05%	43,80%
Anzahl der 100% effizienten Unternehmen (inkl. Ausreißer)	5	4

Abbildung 4: Übersicht zur vorläufigen Effizienzverteilung nach Modellen

Auf Basis der genannten Gewichtungen ergibt sich folgende Verteilung der Effizienzwerte:

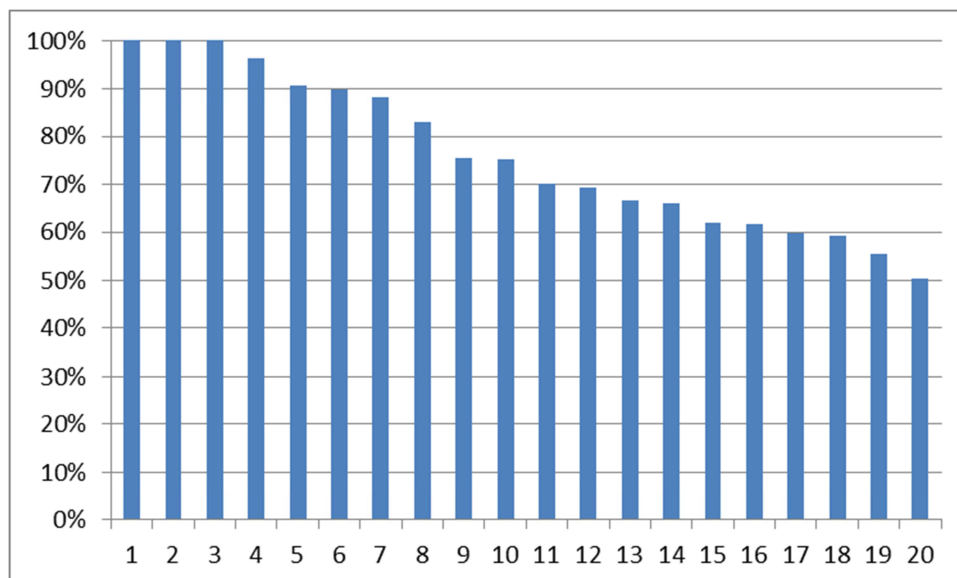


Abbildung 5: Verteilung der finalen Effizienzwerte

Beilage 2

Die abgeleiteten Effizienzwerte werden einerseits bei der Bestimmung der Zielvorgabe (vgl. Kapitel 7) für die beeinflussbaren Betriebskosten (vgl. Kapitel 4.2) als auch direkt im Rahmen der effizienzabhängigen Rendite (vgl. Kapitel 4.3.1 und 4.3.2) angewandt.

7. Bestimmung der Zielvorgabe während der Regulierungsperiode

Die Zielvorgabe (ZV)²⁶ wird wie bisher sowohl den generellen Produktivitätsfortschritt (X_{gen}) als auch die unternehmensindividuelle Zielvorgabe (X_{ind}) umfassen. Wie bereits für die ersten beiden Regulierungsperioden erfolgt eine direkte Überführung der Effizienzwerte in jährliche Vorgaben auf Basis einer entsprechenden Linearisierung über eine bestimmte Dauer (gleitender Verlauf). Die Dauer, welche die maximale jährliche individuelle Vorgabe determiniert, ist grundsätzlich auf Basis der durchgeführten Benchmarkinganalyse sowie entsprechender Abwägungen zwischen den Zielen der Anreizregulierung (produktive Effizienz versus allokativer Ineffizienz) zu bestimmen. Zur Festlegung entsprechender Zielvorgaben für die dritte Regulierungsperiode wurde ein neuerlicher Effizienzvergleich durchgeführt. Ermittelte Ineffizienzen sind nicht notwendigerweise unmittelbar in einer Regulierungsperiode abzubauen, sondern es gilt vielmehr, realistische Kostensenkungspotentiale abzuschätzen. Um die Stabilität des Anreizregulierungssystems zu gewährleisten, ist neben einer Determinierung eines Mindest-Effizienzniveaus auch ein adäquater Zeitraum zu bestimmen, innerhalb dessen entsprechende Vorgaben realisierbar sind. Unabhängig von der Verteilung etwaiger Ineffizienzen über einen gewissen Zeitraum ist es notwendig, vor Beginn einer weiteren Anreizregulierungsperiode einen neuerlichen relativen Effizienzvergleich (Benchmarking) durchzuführen. Dadurch können sich – je nach unternehmensindividueller „Lage“ im Effizienzvergleich – entsprechend veränderte individuelle Zielvorgaben und damit aktualisierte Einschätzungen zu den Kostensenkungspotenzialen ergeben. Die Determinierung der Dauer zur Verteilung der Ineffizienzen, die Festlegung eines Mindesteffizienzniveaus sowie die Länge der folgenden Anreizregulierungsperiode haben jeweils für jede Periode zu erfolgen.

Auf Basis der dargestellten Erwägungen wird die Mindesteffizienz für die dritte Regulierungsperiode wie bisher mit 74,06 Prozent festgelegt und dadurch die jährliche maximale Effizienzsteigerungsrate auf 2,958 Prozent beschränkt – dies entspricht einem Abbau der Ineffizienz über einen Zeitraum von 10 Jahren. Die maximale jährliche Zielvorgabe beträgt somit 3,61 Prozent. Die Zielvorgabe wird wie bisher folgendermaßen bestimmt:

$$ZV = 1 - (1 - X_{gen}) \cdot \sqrt[10]{ES_{2017}} ,$$

wobei ES_{2017} den individuellen (gewichteten) Effizienzwert darstellt.

Die jährliche Zielvorgabe bleibt während der gesamten dritten Regulierungsperiode unverändert. Für die Folgeperioden wird jeweils ein neues Regulierungssystem bestimmt, weshalb die Effizienzwerte der dritten Regulierungsperiode kein Präjudiz für die zukünftige Behandlung der Gas- und Stromverteilernetzbetreiber bedeuten. Für ein effizientes Unternehmen entspricht der X_{gen} der Zielvorgabe.

²⁶ Vormals als Kostenanpassungsfaktor bezeichnet.

Es ergibt sich somit der folgende lineare Zusammenhang zwischen den Effizienzwerten und den entsprechenden Zielvorgaben:

Effizienzwert	Zielvorgabe p.a.
74.06%	3.608%
75.00%	3.487%
80.00%	2.862%
85.00%	2.271%
90.00%	1.711%
95.00%	1.178%
100.00%	0.670%

Abbildung 6: Zusammenhang zwischen Zielvorgabe und Effizienzwert

Die Anwendung der Zielvorgabe betrifft nur die beeinflussbaren Betriebskosten (vgl. Kapitel 4.2), da für die Kapitalkosten das System der effizienzabhängigen Rendite (vgl. Kapitel 4.3.1 und 4.3.2) zur Anwendung gelangt.

8. Netzbetreiberpreisindex (NPI)

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist eine Anpassung der Kosten durch einen Inflationsfaktor während der Regulierungsperiode notwendig. Dadurch werden exogene, d.h. vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Kostenerhöhungen abgebildet. Aufgrund der unterschiedlichen Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten während der Regulierungsperiode (pauschaler additiver Betriebskostenfaktor und tatsächliche Investitionsentwicklung in Form eines Kapitalkostenabgleichs; vgl. Abschnitte 11.1 und 4.3.2) wird lediglich das Budget der Betriebskosten mit dem Netzbetreiberpreisindex inflationiert.

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 Gasverteilernetzbetreiber repräsentieren.

Die Kostenerhöhungen der Gasverteilernetzbetreiber wurden bisher durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser (auf Basis einer Branchendurchschnittsbetrachtung) wie folgt zusammensetzte:

- *Tariflohnindex* (Generalindex), TLI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im Personalbereich (Gewichtung: 30 Prozent).
- *Baupreisindex* (gesamt), BPI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Baupreisindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung der Kapitalkosten im Baubereich (Gewichtung: 40 Prozent).
- *Verbraucherpreisindex*, VPI, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich (Gewichtung: 30 Prozent).

Das Prinzip der Abbildung der exogenen Kostensteigerungen während einer Regulierungsperiode durch einen NPI wird grundsätzlich fortgeführt.

Da der Kapitalkostenabgleich die Kapitalkostenentwicklung während einer Regulierungsperiode direkt und zeitnahe abbildet, ist die Einbeziehung des Baupreisindex (zur Abbildung von Preissteigerungen im CAPEX-Bereich) in den Netzbetreiberpreisindex nicht mehr notwendig. Das Verhältnis zwischen TLI und VPI (also Personalkosten zu sonstigem Aufwand) wird weiterhin im Rahmen einer Durchschnittsbetrachtung als sachgerecht erachtet, jedoch ist durch die Herausnahme des BPIs eine entsprechende Skalierung der Gewichtung der Teilindices vorzunehmen.

Folglich ergibt sich ein NPI mit folgender Zusammensetzung für die dritte Regulierungsperiode:

- TLI mit einer Gewichtung von 50 Prozent (= $30 \times 100/60$),
- VPI mit einer Gewichtung von 50 Prozent (= $30 \times 100/60$).

Bei der Ermittlung der jährlichen Änderungsrate von ΔNPI_t werden generell letztverfügbare Werte herangezogen und analog zur Vorgangsweise während der ersten beiden

Beilage 2

Regulierungsperioden keine Prognosen zugrunde gelegt. Sowohl der Tariflohnindex (TLI) als auch der Verbraucherpreisindex (VPI) werden monatlich veröffentlicht, wobei die endgültigen Werte des VPI mit einem Verzug von rund 1,5 Monaten und der TLI mit einem Verzug von 3,5 Monaten nach etwaigen Revisionen der vorläufigen Daten vorliegen. Um eine zeitgerechte Ermittlung von ΔNPI_t im jeweiligen Entgeltermittlungsverfahren zu gewährleisten, können unter Berücksichtigung der zeitlichen Restriktionen (insbesondere beim TLI) Werte bis zum Dezember des vergangenen Kalenderjahres berücksichtigt werden.

Die Ermittlung der beiden Einzelindices kann demnach formal folgendermaßen dargestellt werden:

$$\Delta VPI_t = \frac{VPI_{01,t-2} + \dots + VPI_{12,t-2}}{VPI_{01,t-3} + \dots + VPI_{12,t-3}} - 1$$

$$\Delta TLI_t = \frac{TLI_{01,t-2} + \dots + TLI_{12,t-2}}{TLI_{01,t-3} + \dots + TLI_{12,t-3}} - 1$$

Die Zusammenführung dieser Einzelindices erfolgt anhand der obig skizzierten Gewichtung:

$$\Delta NPI_t = 0,50 \times \Delta TLI_t + 0,50 \times \Delta VPI_t$$

9. 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 wird auch für die dritte Anreizregulierungsperiode beibehalten.

Generell soll eine optimale WACC-Struktur sicherstellen, dass es für ein Unternehmen keinen Unterschied macht, ob es am Markt oder in die regulierte Infrastruktur investiert. Wird der WACC zu hoch festgesetzt, bestehen Anreize, übermäßig in die Netze zu investieren (Averch-Johnson-Effekt); wird er umgekehrt zu niedrig angesetzt, besteht das Risiko, dass notwendige Investitionen im Bereich der regulierten Infrastruktur nicht durchgeführt werden. Es besteht der wesentliche Grundsatz, den langfristigen Bestand der Netze und die damit verbundene hohe Qualität der Netzdienstleistungen sicherzustellen.

Für die zweite Anreizregulierungsperiode der Gasverteilernetze wurde der angemessene WACC vor Steuern mit gutachterlicher Unterstützung in der Höhe von 6,42 Prozent p.a. bestimmt (vgl. „Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode GAS“, S. 29).²⁷ Analog zur Festlegung des WACC für Fernleitungsnetzbetreiber (siehe „Kosten- und Tarifmethode gem § 82 GWG 2011“)²⁸ wird der WACC für Gasverteilernetzbetreiber (bei Erfüllung der Normkapitalstruktur) für die gesamte Dauer der dritten Regulierungsperiode in Höhe von 4,88 Prozent p.a. festgesetzt. Grundlage hierfür bildet ein Gutachten von Frontier Economics aus dem Jahr 2016, dh. die verwendete Datenbasis umfasst Werte bis zum Ende des Jahres 2015.

Für die Festlegung des Zinssatzes werden grundsätzlich die gleichen Parameter, wie in der Methode für die Gasfernleitungsnetzbetreiber herangezogen.

²⁷ Hinsichtlich der einzelnen Parameter sei ebenfalls auf das genannte Methodendokument verwiesen.

²⁸ <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/97b2e2a6-9330-4ad2-9875-1b55a4fc6242>.

	1. Periode	2. Periode	3. Periode
risikoloser Zins	4.21%	3.27%	1.87%
Risikozuschlag Fremdkapital	0.60%	1.45%	0.83%
Marktrisikoprämie	5.00%	5.00%	5.00%
Beta unverschuldet	0.325	0.325	0.400
Beta verschuldet	0.691	0.691	0.850
FK-Anteil	60.00%	60.00%	60.00%
EK-Anteil	40.00%	40.00%	40.00%
Steuersatz	25.00%	25.00%	25.00%
EK-Zins <i>nach</i> Steuern	7.66%	6.72%	6.12%
EK-Zins <i>vor</i> Steuern	10.22%	8.96%	8.16%
FK-Zins <i>vor</i> Steuern	4.81%	4.72%	2.70%
WACC vor Steuern	6.97%	6.42%	4.88%
WACC nach Steuern	5.23%	4.81%	3.66%

Abbildung 7: Festlegung des Finanzierungskostensatzes gem. §80 GWG 2011

Für Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode (dh. für Investitionen ab 2018 bis 2022) wird für die Dauer der Regulierungsperiode der Finanzierungskostensatz für eigenkapitalfinanzierte Anlagen um 0,8 Prozentpunkte erhöht, dh. der Mark-up auf die durchschnittlich gewogenen Kapitalkosten beträgt 0,32 Prozentpunkte (=0,80 x 40% EK Anteil). Es ergibt sich somit ein WACC für Neuanlagen in Höhe von 5,20% p.a.

Mark-up (EK-Zins)	0,80%
WACC für Neuanlagen	5,20%
EK-Zinssatz für Neuanlagen	8,96%

Abbildung 8: WACC für Neuanlagen

Die Herleitung der einzelnen WACC-Parameter wird in Folge skizziert.

Risikoloser Zins – Eine weitere Orientierung an der Sekundärmarktrendite (SMR) wird auf Basis des Gutachtens Frontier nicht mehr umgesetzt. Auch bildet eine Orientierung an den österreichischen Staatsanleihen durch den Entfall des AAA-Ratings keinen risikolosen Zins ab. Die Anwendung von längeren Anleihedauern erscheint nicht sachgerecht, da im Rahmen einer Unternehmensfinanzierung nicht auf die Restnutzungsdauer der vorhandenen Anlagen, sondern auf eine möglichst kostengünstige Finanzierung zu achten ist. Die Nutzungsdauer von Anlagen ist lediglich im Bereich der Projektfinanzierung relevant. Aus diesem Grund ist für die Behörde ein Zinssatz iHv 1,87% (10-jährige AAA Anleihen des Euro-Raums) angemessen.

Risikoaufschlag für Fremdkapital – Bei der Ermittlung des Risikoaufschlags ist jedenfalls darauf zu achten, dass dieser vom gewählten risikolosen Zinssatz abhängig ist. Die Behörde orientiert sich in diesem Zusammenhang an der unteren Bandbreite des Frontiergutachtens, da die Debt Spreads österreichischer Unternehmen entweder an oder sogar unter dieser Grenze liegen. In Summe ergibt sich ein Fremdkapitalzinssatz iHv 2,70%.

Marktrisikoprämie – Bei der Marktrisikoprämie ist aus Behördensicht grundsätzlich auch auf Basis des Gutachtens Frontier vorzugehen. Allerdings wird anstelle eines Wertes iHv 4,4% weiterhin ein Wert von 5,0% angesetzt. Dies wird damit begründet, dass gerade bei diesem Parameter eine große Unsicherheit hinsichtlich der korrekten Ermittlung besteht. Vor dem Hintergrund einer stabilen Entscheidungspraxis soll am bisherigen Wert festgehalten werden. Sofern sich die im Gutachten ermittelte Reduktion als längerfristig stabil herausstellt, ist in zukünftigen Verfahren auch eine derartige Anpassung in Erwägung zu ziehen.

Beta – Faktoren – Auch hier erfolgt eine Orientierung am Gutachen Frontier und unter Berücksichtigung der Unternehmensgutachten ist die Anwendung eines Wertes von 0,4 (3-jähriger Durchschnitt) angemessen.

Der abgeleitete durchschnittlich gewogene Finanzierungskostensatz (WACC vor Steuern) in Höhe von 4,88 Prozent bildet die Basis für die effizienzabhängige Rendite eines durchschnittlich effizienten Unternehmens (vgl. hierzu Kapitel 4.3.1 und 6.6).

10. Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)

Die verzinsliche Kapitalbasis setzt sich gemäß § 80 Abs. 4 GWG 2011 aus der Summe der immateriellen Vermögensgegenstände und dem Sachanlagevermögen abzüglich passivierter Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte (Baukostenzuschüsse, BKZ) und etwaigen Firmenwerten auf der Basis von bilanziellen Werten zusammen.

Ermittlung verzinsliches Kapital
Summe immaterielle Vermögensgegenstände
Summe Sachanlagevermögen
Summe gepachtete Anlagen
abzüglich Baukostenzuschüsse unverzinslich
abzüglich Umgründungsmehrwert/Firmenwert
sonstige Korrektur
Verzinsliches Kapital

Abbildung 9: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis

Diese Vorgangsweise zur Ermittlung des verzinslichen Kapitals hat sich bereits in der zweiten Regulierungsperiode (vgl. „Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode GAS“) bewährt und wird auch für die dritte Regulierungsperiode beibehalten. Anlagen in Bau werden im Rahmen der verzinslichen Kapitalbasis (Sachanlagevermögen) berücksichtigt. Der Vollständigkeit sei darauf verwiesen, dass unter „sonstige Korrekturen“ auch weiterhin eine Anpassung um geförderte Darlehen erfolgt, die mit dem tatsächlich geförderten Kapitalkostensatz verzinst werden (vgl. §80 Abs. 1 GWG 2011). Weitere „sonstige Korrekturen“ betreffen Anpassungen des Anlagevermögens zum Beispiel in Zusammenhang mit Unbundling-Zuordnungen.

11. Erweiterungsfaktoren

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 beiden Kostenansätzen auftreten. Eine Neubestimmung des Kostenniveaus erfolgt prinzipiell erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode. Sollte sich die Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode ändern, ist es daher sinnvoll, signifikante Änderungen im Rahmen von Erweiterungsfaktoren – sofern möglich - zu berücksichtigen, um Unterdeckungen auf Unternehmensseite zu vermeiden und dadurch entsprechende Anreize für Investitionen bereitzustellen. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Erweiterungsfaktoren grundsätzlich nicht den Anspruch haben, jedwede Kostensteigerung während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen – das System der Anreizregulierung besteht ja gerade darin, die zugestandenen Erlöse vorübergehend von den aktuellen Entwicklungen zu entkoppeln.

In der zweiten Regulierungsperiode wurden sowohl ein Betriebskostenfaktor als auch ein Investitionsfaktor in das Regulierungssystem eingeführt, die eine geänderte Versorgungsaufgabe (konkrete Versorgungssituation) - im Vergleich zum Ausgangsjahr – auch während einer Regulierungsperiode weitgehend abbildeten.

Da im Zuge der 3. Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber das System der effizienzabhängigen Rendite zur Anwendung gelangt, wird der bisherige Investitionsfaktor durch einen jährlichen Kapitalkostenabgleich ersetzt (siehe Kapitel 4.3.2). Durch die jährliche Neubestimmung der Kapitalkosten ist ein „Investitionsfaktor“ als additives Element in der Regulierungsformel nicht mehr notwendig.

Der Betriebskostenfaktor wird in aktualisierter Form weitergeführt (siehe Kapitel 11.1).

11.1. Betriebskostenfaktor

Der für die dritte Regulierungsperiode neu spezifizierte Betriebskostenfaktor (*BK.Faktor*) kommt erstmals im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2018 (erstes Jahr der dritten Regulierungsperiode) zur Anwendung und bildet die Veränderung der Versorgungsaufgabe – im Bereich der Betriebskosten – vom Jahr 2016 im Vergleich zu 2015 (Kostenprüfungsjahr) weitgehend ab.²⁹

Der bisher angewandte Betriebskostenfaktor der zweiten Regulierungsperiode wurde auf Basis von empirischen Untersuchungen abgeleitet, welche für die dritte Regulierungsperiode neu evaluiert wurden. Ausgangsbasis für die Überlegungen besteht im Wunsch der Unternehmen, dass die Betriebskosten des Geschäftsjahres 2015 durch den Bestand an Zählpunkten und der gewichteten Leitungslängen abgebildet werden. Hierzu wurde anhand der geprüften Betriebskosten (abzüglich Nachdotierungen für Pensionsrückstellungen) und

²⁹ Für die beiden Unternehmen deren relevantes Kostenprüfungsjahr das Geschäftsjahr 2016 darstellt, entfällt der Betriebskostenfaktor im ersten Jahr.

der Einbeziehung der Anzahl der Zählpunkte sowie der gewichteten Rohrleitungslängen³⁰ folgende Regressionsschätzung durchgeführt:

$$OPEX \text{ abzüglich Bereinigungen} = \text{Konstante} + \text{Zählpunkte gesamt NE 2 und 3} + \text{gewichtete Rohrleitungslängen der Ebenen 2 und 3} + \text{Fehlerterm}$$

Das Ergebnis der Schätzung der obigen Gleichung ist in Abbildung 10 dargestellt.

Parameter	Koeffizient	t-Statistik
Zählpunkt	103,32	21,57***
Gewichtete Rohrleitungslänge	1.035,23	4,85***
*) schwach signifikant, **) signifikant, ***) hoch signifikant		

Abbildung 10: Schätzergebnis Preisansätze für Betriebskostenfaktor

Auf Basis der durchgeführten Berechnungen ergeben sich somit folgende Preisansätze für zusätzliche OPEX, welche im Rahmen des Betriebskostenfaktors berücksichtigt werden:

- 103,32 EUR je Zählpunkt (unabhängig von der Netzebene),
- 1.035,23 EUR je km gewichteter Rohrleitungslänge,

Hinsichtlich der Bewertung der Entwicklung der gesamten Zählpunkte (Summe über alle Zählpunkte des Unternehmens) wird stets auf das Basisjahr abgestellt. Formal stellt sich die Berechnung des Betriebskostenfaktors (hier exemplarisch für das Jahr 2018) wie folgt dar:

$$BK.Faktor_{2018} = (Zählpunkte_{2016} - Zählpunkte_{2015}) \times 103,32 + (Rohrleitun\ gslänge_{gew_{2016}} - Rohrleitun\ gslänge_{gew_{2015}}) \times 1035,23 + AnreizVerd\ ichtung + Akquise$$

Da der Betriebskostenfaktor die Entwicklung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode im Bereich der OPEX abdecken soll, kann der Betriebskostenfaktor naturgemäß auch negative Werte (im Falle von Leitungsrückbauten bzw. den Verlust von Zählpunkten) annehmen. Zur Ermittlung des Betriebskostenfaktors wird stets ein Vergleich zum Ausgangsjahr 2015 angestellt.

³⁰ Es wurden hierbei die gleichen Gewichtungsfaktoren wie für die Ermittlung der gewichteten Rohrleitungslängen im Effizienzvergleich verwendet (vgl. Kapitel 6.2.2).

Beilage 2

Die bisherige Kostenremanenz in Höhe von 75% (siehe „Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber“) wird als zu hoch erachtet, da bei den betroffenen Netzbetreibern der Trend von sinkenden Zählpunkten schon seit geraumer Zeit anhält und ein entsprechendes Absinken der Betriebskosten erreicht werden muss. Aus diesem Grund erachtet die Behörde eine Reduktion der Kostenremanenz auf einen Wert von 50% als sachgerecht.

Es ist der Behörde darüber hinaus bewusst, dass der Energieträger Gas in Konkurrenz mit anderen Energieträgern (Fernwärme, Öl, Pellets, u.a.) steht und die Gefahr besteht, dass keine weiteren Kunden mehr gewonnen werden und somit die bestehende Infrastruktur nicht bestmöglich genutzt werden kann. Mit dem Anschluss eines neuen Netzkunden sind für gewöhnlich einhergehende Werbe- und Marketingaufwendungen verbunden.

Daher werden zusätzliche Kosten für den Gewinn von neuen Kunden im Rahmen des Betriebskostenfaktors anerkannt. Die Netzbetreiber sind angehalten, jene Maßnahmen zu ergreifen, die sich am besten dafür eignen, neue Kunden mit ihrem Netz zu verbinden und somit den jeweiligen Kostenanteil für sämtliche Netznutzer zu reduzieren. Die Bewerbung neuer Kunden erfordert generell einen höheren Aufwand als die Bewerbung eines Bestandskunden. Auch ist der Aufwand hiervon je nach Größe des Kunden unterschiedlich, weshalb eine unterschiedliche Kostenabgeltung nach Größenklassen erfolgt. Daher erachtet es die Behörde als angemessen, im Rahmen des Betriebskostenfaktors, eine einmalige Werbe- und Marketingvergütung je neu hinzugewonnenen Zählpunkt (neuer Netzanschluss inkl. Gasliefervertrag) iHv 50,0 EUR unter Berücksichtigung einer zonenabhängigen Gewichtung anzuerkennen. Die Gewichtungsfaktoren orientieren sich an den spezifisch vereinnahmten Netznutzungsentgelten je Zone und nehmen für die dritte Regulierungsperiode folgende Werte an:

Zone	Gewichtungsfaktor	Kostenersatz in Euro je ZP
Zone 1	1	50
Zone 2	3	150
Zone 3	6	300
Zone 4	11	550
Zone A-F (gilt für Ebene 2 und 3)	60	3000

Damit ist eine klare Trennung sowie transparente Zuordnung der Marketingaufwendungen für Bestandskunden und neu hinzugewonnenen Kunden möglich. Der jeweilige Kostenersatz wird unabhängig davon gewährt, ob die Anzahl der Zählpunkte im Netz des Netzbetreibers generell steigt oder sinkt, da der Akquisitionsaufwand unabhängig davon anfällt, ob Bestandskunden verloren gehen.

Um die Verdichtung des Netzes und damit eine bessere Verteilung der Kosten auf alle Nutzer zu erreichen, wird außerdem eine Prämie für die Verdichtung des Verteilernetzes gewährt. Aus Sicht der Behörde ist die Verdichtung des Bestandsnetzes essentiell zur Erhöhung des Ausnutzungsgrads und der damit verbundenen Steigerung der Effizienz der bestehenden

Infrastruktur. Aus diesem Grund wird im Falle einer Verdichtung des Bestandsnetzes - gemessen als Verhältnis der zonengewichteten Zählpunkte zur gewichteten Rohrleitungslänge³¹ zwischen den Geschäftsjahren 2015 und 2016 (höherer Anteil) - ein zusätzlicher Betrag von weiteren 50,0 EUR pro Zählpunkt anerkannt. Der höhere Aufwand für die Gewinnung von größeren Kunden wurde bereits in der Basisabgeltung durchgeführt, weshalb eine zusätzliche unterschiedliche Abgeltung in Bezug auf die Verdichtung des Gasnetzes als nicht erforderlich angesehen wird. Auch ist das Ziel der Verdichtungsabgeltung das bestehende Netz besser zu nutzen – dies soll durch eine relativ stärkere Förderung der Akquise von Kleinkunden erreicht werden.

Die Aufrollung des Betriebskostenfaktors im Rahmen der Behebung des systemimmanenten Zeitverzugs (vgl. Kapitel 11.3) betrifft lediglich den saldierten Betriebskostenfaktor und nicht die Anreizkomponente für Verdichtung sowie die einmaligen Akquisekosten.

11.2. Zielvorgaben für Kostenerhöhungen durch Erweiterungen

Kostenerhöhungen (Kapital- als auch Betriebskostenerhöhungen) aufgrund von Investitionstätigkeit werden während der dritten Regulierungsperiode durch den Kapitalkostenabgleich und die additive Berücksichtigung des Betriebskostenfaktors in der Tarifiermittlung ohne die Anwendung von Zielvorgaben und der netzspezifischen Teuerungsrate abgegolten.³² Die Berücksichtigung dieser Elemente stellt sicher, dass Kostenänderungen aufgrund von Investitionstätigkeit während der dritten Regulierungsperiode als vorübergehend durchschnittlich effizient betrachtet werden und bis zur Durchführung eines neuerlichen Benchmarkings (vor Beginn der vierten Regulierungsperiode) keinen Abschlägen unterliegen. Es wird darauf hingewiesen, dass (Neu-)Investitionen sehr wohl im Rahmen von zukünftigen Effizienzanalysen berücksichtigt und in Hinkunft einer entsprechenden Beabschlagung bzw. einer effizienzabhängigen Rendite unterworfen werden. Dies bedeutet, dass es bei einer neuerlichen 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.

11.3. Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges

Der Grundsatz des Abstellens auf letztverfügbare Werte (bilanzielle sowie pagatorische als auch technische Werte) führt generell zu Abweichungen, wenn die tatsächlichen Werte im Jahr der Entgeltwirksamkeit von den „regulatorischen Ansätzen“ (letztverfügbare Werte) des entsprechenden Jahres abweichen (t-2 Verzug). So werden beispielsweise der Betriebskostenfaktor als auch der Kapitalkostenabgleich des Jahres 2018 mit historischen

³¹ Die Gewichtungsfaktoren entsprechen jenen des Effizienzvergleichs (vgl. Kapitel 6.2.2).

³² Unter Zielvorgaben sind gemäß § 79 Abs. 2 GWG 2011 der generelle Produktivitätsfaktor sowie individuelle Effizienzvorgaben zu verstehen.

Werten des Geschäftsjahres 2016 berechnet und es ist davon auszugehen, dass die tatsächlichen Werte von den zugrunde gelegten abweichen. Neben dem Kapitalkostenabgleich und dem Betriebskostenfaktor sind hiervon auch die in § 79 Abs. 6 GWG 2011 genannten nicht-beeinflussbaren Kosten betroffen.³³ Generell kann der systemimmanente Zeitverzug aus Unternehmenssicht ein gewisses Investitionshemmnis darstellen, da Kostensteigerungen erst zeitversetzt (mit einem Verzug von 2 Jahren) im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs sowie des Betriebskostenfaktors und damit der Entgelte abgedeckt werden. Dies führt dazu, dass Unternehmen eine Art Vorfinanzierung leisten und damit nicht nur einem gewissen Zins – sondern auch Liquiditätsrisiko ausgesetzt sind. Umgekehrt führen nicht (sofort) durchgereichte Kosteneinsparungen aus Kundensicht – zumindest vorübergehend – zu erhöhten Entgelten.

Um eine systematische Unterdeckung im Falle kontinuierlicher Erweiterungsinvestitionen den Unternehmen bzw. eine systematische Überdeckung im Falle eines kontinuierlichen Rückbaus den Netzkunden in den Folgeperioden gutzuschreiben, sind aus Sicht der Behörde die angesetzten regulatorischen Werte mit den tatsächlichen Istwerten abzugleichen (siehe folgende Ausführungen). Die Behebung des systemimmanenten Zeitverzugs wurde bereits in der zweiten Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber eingeführt und wird grundsätzlich beibehalten. Die Aufrollung für die Entgelte 2018 und 2019 wird noch mit den Investitions- und Betriebskostenfaktoren in bisheriger Spezifikation (2te Regulierungsperiode) vorgenommen.

$$\begin{aligned} \text{Aufrollung}_{2018} &= \text{BKFactor}_{2018}^{\text{bish. Spezifikation}} - \text{BKFactor}_{2016}^{\text{bish. Spezifikation}} \\ &+ \text{InvestFaktor}_{2018}^{\text{bish. Spezifikation}} - \text{InvestFaktor}_{2016}^{\text{bish. Spezifikation}} \\ &+ \text{nbK}_{2016} - \text{nbK}_{2014} \end{aligned}$$

Ab 2020 erfolgt stattdessen zwar ein systematisch identer Abgleich zwischen Plan und Istwerten; jedoch mit dem neu spezifizierten Betriebskostenfaktor (ohne der Berücksichtigung von einmaligen Akquisekosten und Anreiz für Verdichtung). Durch den Ersatz des Investitionsfaktors durch den Kapitalkostenabgleich erfolgt die Aufrollung ab 2020 durch eben diesen Kapitalkostenabgleich. Diese Aufrollung wird ohne die Anwendung eines Mark-up vorgenommen um zu verhindern, dass die Unternehmen von diesem Zusatzanreiz doppelt profitieren.

Für die Aufrollungen ab 2020:

$$\begin{aligned} \text{Aufrollung}_t &= \text{BKFactor}_t^{\text{neue Spezifikation}} - \text{BKFactor}_{t-2}^{\text{neue Spezifikation}} \\ &+ \text{Kapitalkostenabgleich}_t^{\text{ex. Mark-up}} - \text{Kapitalkostenabgleich}_{t-2}^{\text{ex. Mark-up}} \\ &+ \text{nbK}_{t-2} - \text{nbK}_{t-4} \end{aligned}$$

³³ Es sei explizit darauf hingewiesen, dass im Regulierungspfad abgebildeten und somit während der Regulierungsperiode beeinflussbaren Kosten nicht von der beschriebenen Aufrollungssystematik umfasst sind.

11.4. Abschreibungsdauern

Aufgrund der wirtschaftlichen Unsicherheit für die Zukunft des Erdgasnetzes (vor allem aufgrund von Klimazielen) werden die regulatorisch angesetzten Abschreibungsdauern für Rohrleitungsinvestitionen ab 2018 von 40 auf 30 Jahre reduziert. Damit soll sichergestellt werden, dass eine mögliche Abkehr vom Energieträger Erdgas zu keinen „stranded investments“ führt.

In kommenden Regulierungsperioden wird diese Entwicklung laufend beobachtet und evaluiert.

12. Regulierungskonto

Die Entgeltermittlung erfolgt auf Basis des letztverfügbaren Mengengerüsts der Unternehmen (vgl. §81 GWG 2011). Die Erlöse des Unternehmens ergeben sich aufgrund der im tarifrelevanten Jahr tatsächlich auftretenden Mengen, multipliziert mit den verordneten Entgelten. Durch diese Vorgangsweise kommt es zu einer Abweichung zwischen den der Verordnung zugrundeliegenden Planerlösen (basierend auf dem angesprochenen Vergangenheitsbezug) und den tatsächlich erzielten Erlösen. Die Abweichung kann naturgemäß sowohl positiv als auch negativ sein und somit Über- als auch Unterdeckungen für die Unternehmen bedingen.

§ 71 Abs.1 GWG 2011 sieht diesbezüglich bei der Festsetzung der Kosten vor, die Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung zu Grunde liegenden Erlösen bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten zu erlassenden Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnungen zu berücksichtigen.

Bereits im Zuge der Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber wurde ein Regulierungskonto eingeführt, welches diese Differenzbeträge behandelt. Dieses wird unverändert weitergeführt (Vgl. „Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber“).

13. Forschungsbudget

In Vorbereitung für die Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode für Gasverteilernetzbetreiber wurde überlegt, ein Forschungsbudget in Höhe von 0,5 Prozent der beeinflussbaren Kostenbasis als additives Element in der Regulierungsformel anzusetzen.

Aufgrund der Stellungnahme der Bundesarbeiterkammer und der Wirtschaftskammer Österreich, dass ein derartiges Forschungsbudget nicht erforderlich ist, weil bereits durch andere Stellen (Klima- und Energiefonds, etc...) ausreichende Mittel für Forschungsfragen zur Verfügung stehen, wird das ursprünglich angedachte Forschungsbudget nicht eingeführt.

14. Regulierungsformel

In diesem Abschnitt werden abschließend die in diesem Papier dargestellten Inhalte nochmals formal dargestellt.³⁴ Die Kostenfeststellung (als Basis für die Entgeltermittlung) erfolgt exemplarisch für das Jahr 2018. Die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten sind gemäß § 79 Abs. 1 und 7 GWG 2011 differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Um jedoch eine übersichtliche Darstellung zu gewährleisten, wird lediglich eine Gesamtunternehmensbetrachtung angestellt. Die Anpassungen bezogen auf Netzebenen sowie für die Folgejahre ergeben sich analog.

³⁴ E-Control behält sich vor, etwaige Unschärfen bzw. Fehler in den im Dokument dargestellten Formeln entsprechend den dargestellten Grundsätzen anzupassen.

Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2018:

$$K_{2018}^{\text{BasisEntgelte}} = \text{OPEX}_{2017}^{\text{Pfad}} \times (1 + \Delta\text{NPI}_{2018}) \times (1 - \text{ZV}_{3.\text{Periode}}) + \text{Kapitalkostenabgleich}_{2018} \pm \text{BK.Faktor}_{2018} \\ + \text{nbK}_{2016} \pm \text{Reg.kto}_{2018} \pm \text{Aufrollung}_{2018} - \text{BKZ}_{2016} - \text{ME}_{2016} - \text{sonstigeEntgelte}_{2016} \\ + \text{Forschungsbudget}$$

Dabei gilt exemplarisch für Bilanzstichtag 31. Dezember:

$$\text{OPEX}_{2017}^{\text{Pfad}} = (\text{OPEX}_{2015} - \text{nbK}_{2015}) \times \prod_{t=2016}^{2017} [(1 + \Delta\text{NPI}_t) \times (1 - \text{Xgen}_{3.\text{Periode}})]$$

$$\text{Kapitalkostenabgleich}_{2018} = \text{AfA}_{2016} + \text{RAB}_{\text{Vermögen}_{\text{bis}_{2015}}}^{2016} \times \text{WACC}_{\text{EFF}} + \text{RAB}_{\text{Vermögen}_{\text{ab}_{2016}}}^{2016} \times 4,88\%$$

$$\Delta\text{NPI}_{2018} = 0,50 \times \Delta\text{TLL}_{2018} + 0,50 \times \Delta\text{VPI}_{2018}$$

Wobei gilt:

$$\Delta\text{VPI}_{2018} = \frac{\text{VPI}_{01.2016} + \dots + \text{VPI}_{12.2016}}{\text{VPI}_{01.2015} + \dots + \text{VPI}_{12.2015}} - 1$$

$$\Delta\text{TLL}_{2018} = \frac{\text{TLL}_{01.2016} + \dots + \text{TLL}_{12.2016}}{\text{TLL}_{01.2015} + \dots + \text{TLL}_{12.2015}} - 1$$

Beilage 2

$$ZV = 1 - \sqrt[10]{\frac{K_{2027}}{K_{2017}}} = 1 - \sqrt[10]{\frac{K_{2017} \cdot (1 - X_{gen})^{10} \cdot ES_{2017}}{K_{2017}}} = 1 - (1 - X_{gen}) \cdot \sqrt[10]{ES_{2017}} \quad \text{wobei } K_{2027} = K_{2017} \cdot (1 - ZV)^{10}$$

*BK.Faktor*₂₀₁₈ = Betriebskostenfaktor für 2018, wobei

$$\begin{aligned} BK.Faktor_{2018} = & \\ & (\text{Zählpunkte}_{2016} - \text{Zählpunkte}_{2015}) \times 103,32 + \\ & (\text{Rohrleitungs}_\text{länge}_{2016} - \text{Rohrleitungs}_\text{länge}_{2015}) \times 1035,23 + \text{Anreizverdichtung} + \text{Akquise} \end{aligned}$$

*nbK*₂₀₁₆ = nicht beeinflussbare Kosten des Geschäftsjahres 2016

*Reg.kto*₂₀₁₈ = Abweichungen, welche im Rahmen des Regulierungskontos berücksichtigt werden

*BKZ*₂₀₁₆ = Auflösung von Baukostenzuschüssen des Geschäftsjahres 2016

*ME*₂₀₁₆ = Messerlöse des Geschäftsjahres 2016

*SonstigeEntgelte*₂₀₁₆ = Erlöse aus sonstigen Entgelten gemäß § 18 GSNE-VO 2013

*Aufrollung*₂₀₁₈ = Aufrollung zur Beseitigung des systemimmanenten Zeitverzugs

Beilage 2

Die Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2019 erfolgt analog.

15. Ausblick: Übergang zur folgenden Regulierungsperiode

Obwohl aus heutiger Sicht noch nicht abgeschätzt werden kann, welches Regulierungsmodell für eine folgende Regulierungsperiode zur Anwendung kommen wird, erscheint es sinnvoll, bereits Überlegungen hinsichtlich eines Periodenüberganges anzustellen. Wie bereits dargestellt, wird anstelle der Verteilung der Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden ein kontinuierliches Benchmarking bevorzugt. Diese Vorgangsweise hat den Vorteil, dass der Grad der relativen Effizienz neuerlich festgestellt werden kann und den Unternehmen adäquate und zeitnahe Zielvorgaben vermittelt werden können. Während der Regulierungsperiode können die Unternehmen zur Gänze von ihren überschießenden (d.h. über den Regulierungspfad hinausgehenden) Effizienzanstrengungen profitieren. Dies steht im Einklang mit dem Ziel des Regulierungssystems, die produktive Effizienz der Verteilernetzbetreiber zu steigern und entspricht damit auch dem Interesse der Netzkunden.

Im Detail werden die Parameter der nächsten Regulierungsperiode einschließlich des Übergangs auf die folgende Periode noch zu diskutieren und festzulegen sein.

16. Literaturverzeichnis

Frontier Economics, 2016, „Bestimmung der Finanzierungskosten für Energienetzbetreiber“, Gutachten für die E-Control, 1-61.

Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008 (GSNT-VO 2008), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 021 vom 30. Jänner 2008, samt Erläuterungen.

<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/01beca86-1db5-4f12-b1b8-a21cbb280a5e>
<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/67bac8b8-895f-4182-af9f-c8ea2c5a0d75>

Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013), kundgemacht im BGBl. II Nr. 309/2012, samt Erläuterungen.

<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/41a91244-bd8c-43a4-a77c-caf3ec8a8d47>
<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/6b00801a-b88f-477b-a528-916b658e8a4c>

Gugler, K., Klien, M., Schmitt S., 2012, „Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze“, Gutachten für die E-Control Austria.

<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/caef359d-7308-4734-964e-02c54a7f7d1c>

K. Gugler, M. Liebensteiner (2017), „Addendum zu: Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Gasverteilnetz““. Studie im Auftrag des FGW vom 30. Mai 2017.

Rodgarkia-Dara, A., 2007, Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und international Erfahrungen, E-Control Working Paper, Nr. 18, 1-70.

<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/3da33597-3f02-4261-ba79-0d4592bde8a9>

Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 240 am 10. Dezember 2005, samt Erläuterungen.

<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/4190a86b-b781-43f6-b763-34d2e87659a8>
<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/16cbaa00-3e7f-4d86-9669-46fcc97b5bc2>

WIK Consult GmbH, 2017, „Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Gasverteilnetzbetreiber“. Studie im Auftrag von E-Control.

17. Anhang

Liste der vom Regulierungssystem umfassten Unternehmen

Übersicht Gasverteilernetzbetreiber	
001	Netz Burgenland Erdgas GmbH
002	Wiener Netze GmbH
003	Netz Oberösterreich GmbH
004	LINZ GAS Netz GmbH
005	Elektrizitätswerk Wels AG
006	Energie Ried GmbH
007	Salzburg Netz GmbH
008	Energie Graz GmbH & Co KG
009	TIGAS Erdgas Tirol GmbH
010	Netz Niederösterreich GmbH
011	KNG-Kärnten Netz GbmH
012	Energie Klagenfurt GmbH
013	Stadtwerke Kapfenberg GmbH
014	Energienetze Steiermark GmbH
015	Vorarlberger Energienetze GmbH
016	Stadtwerke Bregenz GmbH
017	Stadtwerke Leoben
018	EVA - Erdgasversorgung Ausserfern GmbH
019	Stadtbetriebe Steyr GmbH
020	GasNetz Veitsch