

Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung  
Postfach 3269 | 55022 Mainz  
*mit Postzustellungsurkunde*

NB

Stiftsstraße 9  
55116 Mainz  
Telefon 06131 16-0  
Telefax 06131 16-2100  
poststelle@mwkel.rlp.de  
www.mwkel.rlp.de

Landesregulierungsbehörde  
Energie

<b>Mein Aktenzeichen</b>	<b>Ihr Schreiben vom</b>	<b>Ansprechpartner/-in / E-Mail</b>	<b>Telefon / Fax</b>	<b>XX.XX.XXX</b>
XXX		Andreas Krüger	06131 16-2254	
Bitte immer angeben!		Andreas.Krueger@mwkel.rlp.de	06131 16-172254	

## **Festlegung der Erlösobergrenze Gas nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, 2 und 5 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)**

### **Festlegung**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nrn. 1, 2 und 5 ARegV

wegen: **Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Gas (2013 bis 2017)**

legt die Landesregulierungsbehörde Energie des Landes Rheinland-Pfalz (LRB) die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Gasverteilernetzbetreibers für den Zeitraum der zweiten Regulierungsperiode wie folgt fest (Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3, Zeile 55):

EOG 2013	EOG 2014	EOG 2015	EOG 2016	EOG 2017

Dem Antrag auf Gewährung eines pauschalierten Investitionszuschlags wird gemäß **Anlage\_A, Tabellenblatt A6, Zelle B12**, stattgegeben.

## **Gründe**

### **I. Sachverhalt**

Die LRB hat gemäß § 2 ARegV am 03.05.2011 von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet.

Dem Netzbetreiber wurde Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 67 EnWG gegeben.

#### **1. Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV**

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die LRB gemäß § 6 Abs.1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden auf Grundlage der mit E-Mail vom 19.05.2011 übermittelten Erhebungsbögen erhoben. Die von der LRB danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom XX.XX.2012 mitgeteilt (**Anlage\_I und Anlage\_B**). Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom XX.XX.2012 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die LRB dem Netzbetreiber mit Schreiben vom XX.XX.2012 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt. Diese Kosten wurden der Bundesnetzagentur übermittelt und der Ermittlung der Effizienzwerte zu Grunde gelegt. Sie sind auch Grundlage für die Ermittlung der Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode.

#### **2. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV**

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV waren weitere Informationen notwendig, die beim Netzbetreiber abgefragt wurden. Der Netzbetreiber wurde aufgefordert, eine von der LRB elektronisch bereitgestellte XLS-Datei

zu befüllen und diese mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen zu übermitteln.

Die Überleitungsrechnung war ausgehend von den ermittelten und konsolidierten Kostenwerten auszufüllen. Der Netzbetreiber hatte dabei die Möglichkeit, Kostenanteile umzubuchen. Die vorgenommenen Umbuchungen waren mit laufenden Nummern zu kennzeichnen und zu erläutern. Die in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst. Die LRB hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom XX.XX.2012 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile mitgeteilt.

### **3. Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV**

Um die Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, war eine Strukturdatenabfrage bei allen Netzbetreibern vorzunehmen, die keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 01.03.2011 (BK9-11/603) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte grundsätzlich bis zum 01.09.2011 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zu erfolgen.

Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Der Netzbetreiber wurde im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten erneut unter Verwendung des Web-Formulars im Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Mit Schreiben vom XX.XX.2012 wurde dem Netzbetreiber mitgeteilt, dass eine **erste Datenquittung** zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV zum Herunterladen in seine Postbox eingestellt wurde. Die Bundesnetzagentur hat dabei die auf Konsistenz und Plausibilität geprüften Daten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die übermittelte Liste der Amtlichen Gemeindeschlüssel des Versorgungs-

gebiets (AGS-Liste), die im Falle der Teilversorgung einzelner AGS übermittelten relevanten Versorgungsgebietsgrenzen sowie die Abbildung des Versorgungsgebiets übermittelt. Dem Netzbetreiber wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Nach Würdigung der eingegangenen Stellungnahme durch die Bundesnetzagentur wurde dem Netzbetreiber mit Schreiben vom XX.XX.2012 mitgeteilt, dass eine **zweite Datenquittung** bei der Bundesnetzagentur abgerufen werden kann. Diese enthielt ermittelte Werte zur Bevölkerungszahl, zu den Bodenklassen sowie zur Höhe, Neigung, Straßenlänge, Schienenlänge und Anzahl an Brücken des Versorgungsgebietes. Die Bundesnetzagentur hat ferner in diese zweite Datenquittung auf Anregung der Netzbetreiber die potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen aufgenommen. Auch zu dieser zweiten Datenquittung wurde dem Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Etwaige durch Netzbetreiber geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt.

Bei den Schreiben zur Datenquittung wurde jeweils darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur im Falle einer unterbleibenden Äußerung die in den Datenquittungen enthaltenen Strukturdaten der Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Effizienzwerte zu Grunde legen wird.

#### **4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß**

##### **Anlage 3 ARegV**

Das Beraterkonsortium Frontier Economics/Consentec/ite hat auf Grundlage der erhobenen Daten ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. Am 28.09.2012 fand in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur eine Anhörung mit den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 ARegV zur Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden zur Effizienzwernermittlung statt. Den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme bis zum 19.10.2012 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt 5 Stellungnahmen eingegangen.

In den Stellungnahmen wurde insbesondere vorgetragen, dass weitere Analysen vorgenommen werden müssten. Neben Tests aller in der Datenabfrage erhobenen Werte als mögliche Parameter müsse insbesondere eine Untersuchung der Messstellen und des City-Effekts erfolgen. Auch sei der Einfluss der ehemaligen regionalen Fernlei-

tungsnetzbetreiber zu untersuchen. Der Parameter Bodenklasse 4, 5, 6 müsse alternativ über die Leitungslänge anstelle der versorgten Fläche ermittelt werden. Ferner seien weitere Normierungsfaktoren neben den Ausspeisepunkten zu testen. Ein Netzbetreiber forderte die Berücksichtigung eines Parameters zur Einbeziehung regionaler Besonderheiten des Lohnniveaus.

Im Hinblick auf die Kostentreiberanalyse wurde vorgetragen, dass die Beurteilungskriterien für die Durchführung der OLS (ordinary least squares, Methode der kleinsten Quadrate) erläutert werden müssten und alle in der Datenabfrage erhobenen Werte als mögliche Kostentreiber zu untersuchen seien.

Zur Durchführung der Stochastischen Frontier Analyse (SFA) wurde unter anderem vorgetragen, dass die methodischen Grundannahmen einer weiteren Überprüfung zuzuführen seien. So müssten die Annahmen zur Verteilung des Ineffizienzterms begründet und die Exponentialverteilung getestet werden. Die Annahmen der Skalenerträge aus Schätzergebnissen seien nicht nachvollziehbar. Im Rahmen der Ausreißeranalyse solle der Grenzwert für Cooks Distance weniger streng gesetzt werden.

Im Hinblick auf die Dateneinhüllungsanalyse (DEA) wurde vorgetragen, dass insofern die Durchführung einer Second-Stage Analyse notwendig sei. Das Strukturdatum „Leitungen in km, die nicht als Parallelverlegung verlegt sind“, solle als Parameter einfließen. Auch habe eine Analyse der Outputgewichte sowie der Unternehmensgewichte (Lambdas) stattzufinden. Schließlich wird angemerkt, dass ein Modell mit 68 Netzbetreibern unterhalb der Mindesteffizienz von 60% nicht robust und plausibel sein könne.

Allgemeiner wird vorgetragen, eine detaillierte Dokumentation der Berechnungsergebnisse - auch unter Bezugnahme auf die Ergebnisse des ersten bundesweiten Effizienzvergleichs - sei notwendig. Ebenso müsse eine detailliertere Dokumentation der Effizienzwertberechnung der Ausreißer erfolgen.

## **5. Anhörung**

Die LRB hat dem Netzbetreiber unter anderem mit Schreiben vom XX.XX.XXXX Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung zu äußern.

Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom dd.mm.yyyy Stellung genommen.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## II. Rechtliche Würdigung

### 1. Zuständigkeit

Die LRB ist gemäß § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

### 2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die zweite Regulierungsperiode Gas erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 und § 4 Abs. 1 und 2 ARegV.

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16 und 25 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Gemäß § 1 Abs. 1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen ab dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die LRB bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der zweiten Regulierungsperiode Gas (2013 bis 2017) ergeben sich aus **Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3, Zellen E55 bis I55**.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt in der zweiten Regulierungsperiode gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel

**Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.**

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $K_{dnb,t}$ ), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ( $KA_{vnb,o}$ ) und die beeinflussbaren Kosten ( $KA_{b,o}$ ) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gemäß § 16 Abs.1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt ( $PF_t$ ) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung ( $VPI_t/VPI_0$ ) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nach § 10 ARegV, ggf. das Qualitätselement ( $Q_t$ ) nach § 18 ff. ARegV, die Veränderung volatiler Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV sowie der Saldo des Regulierungskontos ( $S_t$ ) nach § 5 Abs.4 ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die zweite Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3**.

## **2.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 ARegV**

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die zweite Regulierungsperiode ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 GasNEV durchzuführen.

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2010.

Die LRB hat auf Basis der vom Netzbetreiber vorgelegten Kostendaten, des Berichts nach § 6 Abs. 1 S. 2 ARegV i.V.m. § 28 der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und der vorliegenden Nachweise das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelt.

Die LRB hat das Ausgangsniveau beim Netzbetreiber angehört.

Die Ausführungen des Netzbetreibers im Rahmen der Anhörung wurden von der LRB bei der endgültigen Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt. Sofern keine oder keine überzeugenden Argumente vorgetragen wurden, ist die LRB nicht von ihrer bisherigen Sichtweise abgewichen. Diese von den Angaben des Netzbetreibers abweichenden Positionen sind in Anlage\_I inklusive Begründung aufgeführt.

Unter Berücksichtigung der vom Netzbetreiber vorgetragenen und aus Sicht der LRB berücksichtigungsfähigen Sachverhalte, betragen die berücksichtigungsfähigen Netzkosten gem. § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. Teil 2 Abschnitt 1 der GasNEV:

**X.XXX.XXX €**

Dieses Ausgangsniveau wird der Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode (2013 bis 2017) zu Grunde gelegt.

Die Ermittlung der gem. § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. §§ 4 bis 9 GasNEV berücksichtigungsfähigen Netzkosten wird in den diesem Schreiben beigefügten Anlagen ausführlich beschrieben und beispielhaft erläutert. Die Anlagen sind Bestandteil dieser Festlegung.

In **Anlage I** zu diesem Schreiben werden die Kostenansätze der LRB, wie sie sich aus den Anlagen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus ergeben, begründet und deren Berechnung im Einzelnen dargestellt.

- Die von dem Netzbetreiber vorgelegten Kostenansätze werden in **Anlage B, Tabellenblatt B. BAB LRB** den anererkennungsfähigen Kosten gegenübergestellt.
- **Anlage B, Tabellenblatt B1. Kalk. Eigenkapital LRB** kann der Netzbetreiber die Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens gemäß § 6 GasNEV und des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gemäß § 6 GasNEV entnehmen.

- In Anlage B, Tabellenblatt B1. Kalk. EK-Verzinsung LRB findet der Netzbetreiber die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV.
- In Anlage B, Tabellenblatt B2.3 SAV-Bewertung LRB sind die von der LRB ermittelten kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens und die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens aufgeführt.
- Anlage B, Tabellenblatt B3. Gewerbesteuer LRB enthält die Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer nach § 8 GasNEV.

## **2.2 Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV**

Von dem gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ( $KA_{dnb,0}$ ) zu bestimmen.

Auf Grundlage der Überleitungsrechnung wurde der in den gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt. Es wurden dabei die nachfolgend aufgeführten Kostenanteile berücksichtigt.

### **2.2.1 Konzessionsabgaben (S. 1 Nr. 2)**

Konzessionsabgaben sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Konzessionsabgaben sind Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten (§ 48 Abs. 1 EnWG). Neben den entstehenden Kosten sind auch die erzielten Erlöse zu berücksichtigen (BR-Drs. 417/07, S. 51). Die LRB hat im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus darauf geachtet, dass sich diese Kosten und Erlöse ausgleichen.

### **2.2.2 Betriebssteuern (S. 1 Nr. 3)**

Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S. 51). Dementsprechend unterfallen etwa Grundsteuern, die Kfz-Steuer oder Energiesteuern der Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 GasNEV stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV dar.

### **2.2.3 Kosten für die Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene (S. 1 Nr. 4)**

Die Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese Kosten umfassen die aus vorgelagerten Netzebenen auf nachgelagerte Netzebenen überwälzten Kostenanteile (vorgelagerte Netzkosten).

### **2.2.4 Genehmigte Investitionsmaßnahmen (S. 1 Nr. 6)**

Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

### **2.2.5 Kostenwälzung Biogas (S. 1 Nr. 8a)**

Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV auf alle Netze innerhalb des Marktgebietes umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der KoV vom 30.06.2011 vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“. Demnach finden auf die Kosten der Biogaskwäl-

zung alle Regelungen für vorgelagerte Netzkosten und somit § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV analog Anwendung.

### **2.2.6 Personalzusatzkosten (§ 1 Nr. 9 bis 11)**

Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diesbezüglich geht die LRB davon aus, dass von dieser Regelung nur jene Mitarbeiter erfasst werden, die auf Grundlage eines Arbeitsvertrages direkt bei dem Netzbetreiber tätig sind.

Da die Überleitung von Arbeitnehmern auf den rechtlich selbständigen Netzbetreiber zum 31.12.2008 aus den verschiedensten Gründen noch nicht vollständig abgeschlossen war, wurde für die erste Regulierungsperiode eine Übergangsregelung akzeptiert. Es war danach zulässig, die Kosten für betrieblich und tarifvertraglich geregelte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Mitarbeitern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile auszuweisen, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt waren, deren Tätigkeit aber ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgte und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber angestrebt war. Wollte der Netzbetreiber von dieser Übergangsregelung Gebrauch machen, so hatte er nachvollziehbar darzulegen und zu quantifizieren, welche Mitarbeiter ausschließlich für das Netz tätig waren und bis zum Abschluss der ersten Regulierungsperiode auf den Netzbetreiber im oben genannten Sinne übergeleitet werden sollten.

Mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode werden daher nur noch die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen derjenigen Mitarbeiter als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 bis 11 ARegV berücksichtigt, die unmittelbar beim Netzbetreiber tätig sind.

### 2.2.7 Pauschalierter Investitionszuschlag (S. 1 Nr. 12)

Kosten aus pauschalierter Investitionszuschlägen nach Maßgabe des § 25 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 12 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

### 2.2.8 Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse (S. 1 Nr. 13)

Erlöse des Netzbetreibers aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 GasNEV und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

### 2.2.9 Kalkulatorische Kapitalkosten

Kalkulatorische Kapitalkosten für Investitionen in Altanlagen gemäß § 6 Abs. 1 S. 3 GasNEV zählen nicht zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV.

### 2.2.10 Zusammenfassung

Folgende Kostenpositionen aus der Überleitungsrechnung wurden bei der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile berücksichtigt:

Kostenpositionen (BAB)		§ 11 Abs. 2 ARegV
1.1.	Materialkosten	
1.1.2.	davon Aufwendungen für bezogene Leistungen	
1.1.2.1.	<b>Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber</b>	S. 1 Nr. 4
1.2.	Personalkosten	

Kostenpositionen (BAB)		§ 11 Abs. 2 ARegV
1.2.1.	Löhne und Gehälter	
1.2.1.1.	<b>der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit</b>	S. 1 Nr. 10
1.2.1.2.	<b>der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen</b>	S. 1 Nr. 11
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	
1.2.2.3	<b>davon betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind</b>	S. 1 Nr. 9
1.2.2.4	<b>davon Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen</b>	S. 1 Nr. 11
1.4.	<b>Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)</b>	S. 1 Nr. 3
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.5a	<b>davon auf eine wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 ARegV entfallende Kosten</b>	S. 3
1.5.7.	<b>davon Konzessionsabgaben</b>	S. 1 Nr. 2
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge	
5.1.	<b>Erhobene Konzessionsabgaben</b>	S. 1 Nr. 2
5.4.	<b>Erlöse aus Auflösung von Netzanschlusskostenbei-</b>	S. 1 Nr. 13

Kostenpositionen (BAB)		§ 11 Abs. 2 ARegV
	tragen	
5.5.	Erlöse aus Auflösung von Baukostenzuschüssen	S. 1 Nr. 13

Die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den dem Ausgangsniveau nach § 6 Abs. 1 ARegV zu Grunde liegenden Gesamtkosten ist **Anlage\_A, Tabellenblatt A1.2, Zelle D21** und Tabellenblatt 1.3, Zeile 16, zu entnehmen.

### 2.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{vnb,0}$ ) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,0}$ ). Somit gilt:

$$KA_{vnb,0} = (GK - KA_{dnb,0}) * EW$$

In diesen sind gemäß § 11 Abs. 3 S. 2 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhende Kostenanteile enthalten. Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3, Zeile 19**, zu entnehmen.

#### 2.3.1 Effizienzwernermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für alle Verteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage

des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes.

Die Bundesnetzagentur hat vor Beginn der Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte aller Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Der Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber wurde durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV genannten Vorgaben sowie nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 bis 4a und der §§ 13 und 14 ARegV durchgeführt. Unter Verwendung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden soll durch eine den Maßgaben des § 13 ARegV entsprechende Kombination von Vergleichsparametern die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.

Ergeben sich künftig auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs.1 S. 3 ARegV).

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs kann jedoch nicht abgeleitet werden, welche konkreten Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

#### **2.3.1.1 Methodik des Effizienzvergleichs**

Der bundesweite Effizienzvergleich wurde von der Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben der §§ 12 bis 14 i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein so genanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenom-

men, in dem einerseits die Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV) jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen (Data Envelopment Analysis - DEA und Stochastic Frontier Analysis - SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben dabei jeweils unverändert.

Die Robustheit des Effizienzvergleichs wurde unter anderem durch die komplementäre Nutzung der oben genannten Vergleichsmethoden gewährleistet. Es wurden somit insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen durchgeführt. Zugunsten des Netzbetreibers wurde zudem davon ausgegangen, dass das beste Ergebnis der insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (vgl. § 12 Abs. 3 und Abs. 4a S. 3 ARegV).

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Es wurde eine Ausreißeranalyse durchgeführt. Ausreißer mit einer besonders hohen Effizienz erhielten den Höchsteffizienzwert von 100 Prozent (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Die Effizienzvergleiche werden getrennt für Strom- und Gasverteilernetze durchgeführt (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

## **Methodische Grundlagen**

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) und der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier

Analysis - SFA) zwei wissenschaftlich anerkannte Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleiches verwendet (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 1 zu § 12 ARegV). In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Maßgabe der Ausreißeranalyse – effizientesten Unternehmen (so genannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von außergewöhnlichen Datensätzen dient, eine äußerst großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass insoweit im Effizienzvergleich insgesamt bereits faktisch keine Orientierung am sog. Frontierunternehmen mehr erfolgt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Mindesteffizienzwert i.H.v. 60 Prozent anzusetzen. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt (BR-Drs. 417/07 S. 54).

### **Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)**

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Line-

arkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Verteilernetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nicht-fallende Skalenerträge (non decreasing returns to scale - ndrs) zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

### **Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)**

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Bei Durchführung der SFA wurden konstante Skalenerträge (constant returns to scale - crs) unterstellt.

#### **2.3.1.2 Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 186 Gasverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

#### **2.3.1.2.1 Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV**

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt (**Anlage\_B**). Dabei wird zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 und 3 ARegV auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

##### **2.3.1.2.1.1 Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV**

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV erfordert die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In **Anlage\_A, Tabellenblatt A1.2 und Tabellenblatt A2** ist die Ermittlung der Aufwandsparemeter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

#### **2.3.1.2.1.2 Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV**

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV zur Durchführung des Effizienzvergleichs so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten durchzuführen. Eine detailliertere Beschreibung der Vergleichbarkeitsberechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV kann Anlage\_III entnommen werden.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3, 3. HS ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV. Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in **Anlage\_A, Tabellenblatt A4** dargestellt.

#### **2.3.1.2.2 Vergleichsparameter nach § 13 ARegV**

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes.

Die Parameter müssen gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Heranzuziehen sind somit Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung haben. Dies ist gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar,

nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV insbesondere sein:

1. die Anzahl der Ausspeisepunkte,
2. die Fläche des versorgten Gebietes,
3. die Leitungslänge,
4. die Jahresarbeit,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast.

In der ersten und zweiten Regulierungsperiode hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV die Vergleichsparameter

1. Anzahl der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen
2. Fläche des versorgten Gebietes
3. Leitungslänge
4. zeitgleiche Jahreshöchstlast

zu berücksichtigen. Darüber hinaus können gemäß § 13 Abs. 4 S. 2 ARegV weitere Parameter nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV verwendet werden.

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Gasversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die von den Netzbetreibern übermittelten Strukturparameter wurden hierzu von der Bundesnetzagentur teilweise aggregiert. Die Variablen wurden über Netzebenen, Druckstufen und Materialien

kaskadiert. Dies dient dazu, aus der Fülle von disaggregierten Variablen eine aussagefähige Größe zu generieren. Eine Beschreibung der durchgeführten Aggregationen und der Strukturparameter wurde den Netzbetreibern im Rahmen der Übersendung der Datenquittung für den Effizienzvergleich mit übersandt.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Um die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 4 ARegV zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, wurde eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt.

Die erhobenen Strukturdaten wurden, wie unter I.3. beschrieben, von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. Alsdann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern, wie unter I.3. beschrieben, zeitlich gestaffelt zwei Datenquittungen übersandt.

Vor der Auswahl der Vergleichsparameter wurden gemäß § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört.

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Dabei wurde anhand von statistischen sowie ingenieurwissenschaftlichen Analysen aus der umfangreichen Parameterliste ein Modell bestimmt, das alle relevanten Kostentreiber beinhaltet. Im Rahmen der statisti-

schen Analysen war zusätzlich eine funktionale Form für die Regressionsanalysen zu bestimmen.

Zunächst wurde insoweit eine Prioritätenliste für potentielle Kostentreiber auf Basis der Vorgaben der ARegV sowie von ingenieurwissenschaftlichen Erkenntnissen und Analysen erstellt, die in der Folge einer statistischen Prüfung unterzogen wurden. Auf Basis der Parameter der Prioritätenliste wurde dann durch statistische Analysen ein Basismodell erstellt, welches die wesentlichen Kostentreiber enthält. Im Anschluss daran wurden dem Basismodell zusätzliche Parameter mit niedrigerer Priorität hinzugefügt, bei denen ein zusätzlicher Kostenzusammenhang vermutet werden konnte. Konnte für einen oder mehrere zusätzliche Parameter ein signifikanter Kosten beeinflussender Effekt festgestellt werden, wurde das Basismodell um diese Parameter zum finalen Modell ergänzt. Die Parameterauswahl basierend auf diesem finalen Modell wurde dann zur Bestimmung der Effizienzwerte nach DEA und SFA verwendet. Die Kostentreiberanalyse ist im Einzelnen in dem beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consentec/ite beschrieben (**Anlage\_IV**). Das Gutachten wird zum Inhalt dieser Festlegung gemacht.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 13 Abs. 4 ARegV und auf Grundlage der beschriebenen Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Ausspeisepunkte (Normierung)
2. Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
3. Leitungslänge
4. Versorgte Fläche
5. Ausspeisepunkte größer 16 bar
6. Potenzielle Ausspeisepunkte
7. Rohrvolumen
8. Anteil der Bodenklasse 4, 5, 6 (gewichtet mit der Leitungslänge)

## 9. Messstellen

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage\_A, Tabellenblatt A3, Spalte D**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich in dem beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consentec/ite (**Anlage\_IV**).

### 2.3.1.2.3 Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die parametrische (SFA) und für die nicht-parametrische (DEA) Methode Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Von einer mehrfachen Ausreißeranalyse sieht die Bundesnetzagentur hingegen ab, da diese in den Vorgaben zur Ausreißeranalyse in Anlage 3 zu § 12 ARegV nicht vorgesehen ist.

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV).

## DEA

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Dies bedeutet, dass diejenigen Unternehmen aus dem Datensatz entfernt werden, die – bei Gültigkeit des ermittelten Effizienzvergleichsmodells – für mindestens die Hälfte der Unternehmen im Datensatz den Effizienzmaßstab bilden. Mit dieser Vorgehensweise wird sichergestellt, dass ein einzelner Netzbetreiber keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienz eines anderen Netzbetreibers hat (Dominanzanalyse). Die Netzbetreiber, die einen kritischen Wert überschreiten, werden aus dem Datensatz entfernt. Im Rahmen der Dominanzanalyse wurden keine Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5 fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurden 11 Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter wurden ebenfalls 11 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet.

## **SFA**

Bei der parametrischen Methode (SFA) gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Zur Ermittlung des erheblichen Einflusses wurden statistische Tests durchgeführt, mit denen ein numerischer Wert für den Einfluss ermittelt wurde. Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Als Testverfahren kamen Cooks Distance, DFBETAS, DFFITS, Covariance Ratio und Robuste Regression zur Anwendung (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Es wurden 10 Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

### **2.3.1.2.4 Gutachten**

Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf das beige-fügte Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consentec/ite (**Anlage\_IV**) verwiesen.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Zum Zeitpunkt der Festlegung liegt nur ein vorläufiges Gutachten vor, das endgültige Gutachten kann auf der Internetseite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

### 2.3.2 Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 ARegV (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV grundsätzlich möglich.

Der sich aus den Effizienzvergleichen ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus **Anlage\_A, Tabellenblatt A5**.

### 2.4 Ermittlung der beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gleichmäßig abzubauenende individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss (§ 16 Abs. 1 S. 1 und 3 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers ( $I_0$ ) ermittelt sich aus der Differenz der Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV ( $KA_{dnb,0}$ ) und den mit dem Effizienzwert gemäß § 15 Abs. 3 S. 1 ARegV (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (§ 15 Abs. 3 S. 2 ARegV). Somit gilt:

$$I_0 = (GK - KA_{dnb,0}) - (GK - KA_{dnb,0}) * EW$$

### 2.4.1 Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 4 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind. Die Höhe der beeinflussbaren Kosten ist **Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3, Zeile 22**, zu entnehmen.

### 2.4.2 Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil,  $KA_{b,0}$ ) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors ( $V_t$ ) rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die zweite Regulierungsperiode wird die individuelle Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 1 S. 3 ARegV dahingehend bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen in der zweiten Regulierungsperiode innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) von  $0,2 \cdot t$ .

Jahr	t	$V_t$
2013	1	0,2
2014	2	0,4
2015	3	0,6
2016	4	0,8

Jahr	t	$V_t$
2017	5	1,0

## 2.5 Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet ( $VPI_t$ ). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr ( $VPI_0$ ).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2010. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2010 108,20 und für das Jahr 2011 110,70, wobei der Wert des Jahres 2005 auf 100 normiert ist (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend dem Term  $VPI_t/VPI_0$  der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2011 zum VPI für das Jahr 2010 für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2013) einen Inflationsfaktor – angezeigt mit vier Nachkommastellen gerundet<sup>2</sup> – in Höhe von 1,0231.

Für die Folgejahre der zweiten Regulierungsperiode (2014 bis 2017) hat die LRB die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2011 gegenüber dem Basisjahr 2010 eskaliert. Das Vorgehen der LRB ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber einerseits gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so andererseits eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann.

Es wurden somit folgende VPI-Werte zu Grunde gelegt (zur Veranschaulichung ab 2012 auf zwei Nachkommastellen gerundet angezeigt, vgl. Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3, Zeilen 13 und 35):

<sup>2</sup> Es wurde jedoch durchgängig mit nicht gerundeten Werten gerechnet.

Jahr	VPI
2010	108,20
2011	110,70
2012	113,26
2013	115,87
2014	118,55
2015	121,29

Für das zweite Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2014) wurde demgemäß, im Folgenden angezeigt auf vier Nachkommastellen gerundet<sup>3</sup>, ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0467, für das dritte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2015) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0709, für das vierte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2016) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0957 und für das fünfte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2017) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1210 angenommen. Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d.h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2010 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt (vgl. Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3, Zeile 36):

Jahr	$VPI_t/VPI_0$
2013	2,31 %
2014	4,67 %
2015	7,09 %
2016	9,57 %
2017	12,10 %

<sup>3</sup> Es wurde jedoch durchgängig mit nicht gerundeten Werten gerechnet.

Die LRB hat diese Werte bei der vorliegenden Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2013 bis 2017 berücksichtigt.

## 2.6 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ( $PF_t$ ).

Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt sowie der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt.

In der zweiten Regulierungsperiode beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs. 2 ARegV). Der Bundesgerichtshof hat die Rechtmäßigkeit der Regelung über den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV bestätigt (BGH, EnVR 31/10, Rn. 16 ff.).

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable  $PF_t$  als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode ( $PF_t$ ) ergeben sich demgemäß mittels des folgenden Algorithmus:  $PF_t = (1 + 0,015)^t - 1$  (**Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3, Zeilen 12, 37 und 38**).

## 2.7 Pauschalierter Investitionszuschlag gemäß § 25 ARegV

XX.XX.XXXX einen Antrag auf Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 Abs. 1 ARegV in Höhe von für jedes Kalenderjahr / das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode der Regulierungsperiode gestellt.

Dem Antrag wird in der Höhe stattgegeben, wie sie **Anlage\_A, Tabellenblatt A6, Zelle B12**, zu entnehmen ist.

Der pauschalierte Investitionszuschlag ist bei der Festlegung der Erlösobergrenze auf Verlangen des Netzbetreibers gemäß den Vorgaben des § 25 Abs. 2 bis 5 ARegV einzubeziehen. § 25 Abs. 2 ARegV bestimmt, dass der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr ein Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten darf. Da gemäß § 34 Abs. 4 S. 1 ARegV die Regelung des § 25 nur bis zum 31.12.2013 anzuwenden ist, kommt vorliegend lediglich die Gewährung eines pauschalierten Investitionszuschlages für das Kalenderjahr 2013 in Betracht.

Die Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages erfolgt gemäß § 25 Abs. 2 ARegV auf der Grundlage der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten. Die Grundlage für die Standardisierung sind hierbei gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV die Gesamtkosten des Netzbetreibers die gemäß § 6 ARegV zur Bestimmung des Ausgangsniveaus ermittelt wurden. Die Ermittlung der standardisierten Kapitalkosten erfolgt für den Effizienzvergleich nach § 12 Abs. 1 ARegV. Im Rahmen des pauschalierten Investitionszuschlages wird auf das Produkt dieser Ermittlung zurückgegriffen.

Der Antrag auf Anerkennung eines pauschalierten Investitionszuschlages für die gesamte zweite Regulierungsperiode ist hingegen abzulehnen. Nach dem eindeutigen Wortlaut von § 34 Abs. 4 S. 1 ARegV ist § 25 nur bis zum 31.12.2013 anzuwenden. Der pauschalierte Investitionszuschlag ist damit zwingend bis zum 31.12.2013 zu befristen.

## **2.8 Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV**

Sofern der Netzbetreiber gem. § 4 Abs. 4 Nr. 1 ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV beantragt hat, wird über diesen Antrag in einer gesonderten Festlegung entschieden.

## **2.9 Qualitätselement nach § 19 ARegV**

Auf die Erlösobergrenzen können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen ( $Q_i$ ). Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselements entscheidet die Regulierungsbehörde. Das Qualitätselement kann gemäß § 19 Abs. 2 S. 3 ARegV im Laufe der zweiten Regulierungsperiode angewendet werden, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen.

## **2.10 Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 4 ARegV**

Die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV jährlich auf einem Regulierungskonto verbucht. Gleiches gilt gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen. Die Differenzen sind gemäß § 5 Abs. 2 S. 1 ARegV in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 2 ARegV aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten

abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 %, so sind gemäß § 5 Abs. 3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen. Die LRB ermittelt gemäß § 5 Abs. 4 S. 1 ARegV den Saldo des Regulierungskontos im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV findet gemäß § 5 Abs. 4 S. 4 ARegV nicht statt.

Anlage\_C (Tabellenblatt C2.1) enthält den Stand Ihres Regulierungskontos für das Jahr 2011. Des Weiteren wurde der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2012 unter Berücksichtigung der Verzinsung bis zum Jahre 2012 einschließlich mit

XXX.XXX €

ermittelt und der Berechnung der Zu- bzw. Abschläge (inkl. Verzinsung) auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zu Grunde gelegt.

In dem Falle, dass ein Über- oder Unterschreiten der Erlösobergrenze 2009 zu einer Anpassung der Erlösobergrenze 2011 geführt hat, erfolgt die Berechnung der 5%-Schwelle unter Berücksichtigung dieser Anpassung (siehe Punkt 7.4 Höhe der Netzentgeltanpassung Stichwort „Ping-Pong-Effekt“ in den Erläuterungen zur Bestimmung des Regulierungskontosaldos). In Zelle H 38 in Tabellenblatt C2.1 der Anlage\_C wurde der Korrekturterm für das Jahr 2009 aus dem Tabellenblatt A. Allgemeine Informationen Zelle D 27 der Verprobungsrechnung des Jahres 2011 entnommen. Dieser reduziert oder erhöht in einem Zwischenschritt den zuvor berechneten Saldo der Jahresdifferenz (Zelle H 37). Der neu berechnete Saldo der Jahresdifferenz (Zelle H 39) ist nun Basis für die weitergehende Berechnung.

Hinsichtlich der Vorgehensweise bei der Ermittlung des Saldos des Regulierungs-

kontos verweist die LRB auch auf die von ihr am 29. September 2011 versandten "Erläuterungen zur Bestimmung des Regulierungskontosaldos".

## **2.11 Sonstiges**

Die Position 2.12 Sonstiges der Anlage\_A, Tabellenblatt A1.3, dient der Berücksichtigung der sich aus den Entscheidungen des Bundesgerichtshofs/Oberlandesgerichts Koblenz ergebenden notwendigen Korrekturen.

## **III. Stellungnahme des Netzbetreibers**

Die LRB hat den Netzbetreiber über die beabsichtigte Festlegung mit Schreiben vom 23.01.2013 informiert und Gelegenheit zur Stellungnahme eingeräumt.

*Der Netzbetreiber hat von der Möglichkeit zur Stellungnahme keinen Gebrauch gemacht.*

*Die LRB kommt zu den im Rahmen der Stellungnahme vom Netzbetreiber vorgetragenen Argumenten zu folgender Beurteilung:*

- 

## **IV. Gebühren**

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

## **V. Festlegungsbestandteile**

Die beigelegten Anlagen A, B, C, I, II, III und IV sind Bestandteil dieser Festlegung.

### **Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Bescheid ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Zustellung beginnenden Frist von einem Monat bei der Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz beim Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz, Stiftsstraße 9, 55116 Mainz, einzureichen. Zur Fristwahrung genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Koblenz, Stresemannstraße 1, 56068 Koblenz, eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat; sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss eine Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie Tatsachen und Beweismittel enthalten, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung. Auf Antrag kann das Beschwerdegericht die aufschiebende Wirkung ganz oder teilweise wiederherstellen.

Mit freundlichen Grüßen  
Im Auftrag

Krüger

Anlage(n):        Anlage\_A: Ermittlung der Erlösobergrenzen der 2. Regulierungsperiode

                      Anlage\_B: Ermittlung des Ausgangsniveaus

Anlage\_C: Saldo des Regulierungskontos

Anlage\_I: Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 Abs. 1 ARegV

Anlage\_II: Beispiele zur Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens

Anlage\_III: Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

Anlage\_IV: Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consentec/ite zum Effizienzvergleich für Verteilnetzbetreiber Gas