



- für die Landesregulierungsbehörde -

Aktenzeichen: BK9-11/8193

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nrn. 1, 2, 5 und 10 ARegV

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

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden	Helmut Fuß,
den Beisitzer	Dr. Jörg Mallossek
und den Beisitzer	Roland Naas,

gegenüber der wesernetz Bremerhaven GmbH, Rickmersstr. 90, 27568 Bremerhaven, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 28.05.2014 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2017 gemäß **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2013 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11 und 13, S. 3 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.
4. Dem Antrag auf Gewährung eines pauschalierten Investitionszuschlags wird gemäß **Anlage III und Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zelle D54** stattgegeben. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
5. Der Antrag auf Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV wird abgelehnt.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV am 02.09.2011 von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

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

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden auf Grundlage der Festlegung vom 13.04.2011 (BK9-11/605-1, ABl. 08/2011, S. 1438 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 02.03.2012 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 26.03.2012 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 20.06.2012 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlagen I und II**).

Aufgrund der Änderung der Rechtslage zum 01.01.2013 (§ 32 Abs. 7 GasNEV) waren die von der Beschlusskammer nach § 30 Abs. 2 Nr. 2 GasNEV i.V.m. § 29 Abs. 2 EnWG am 26.10.2011 bundeseinheitlich festgelegten Preisindizes (BK9-11/602) nicht mehr heranzuziehen. Stattdessen sind die Indexreihen nunmehr nach § 6a GasNEV zu bestimmen. Für die Neuberechnung des Ausgangsniveaus war eine zusätzliche Abfrage der Anlagengruppen IV.1.1 bis IV.1.3 durchzuführen. Hierfür hat die Beschlusskammer am 10.07.2013 in einem Schreiben alle Unternehmen, die Stahlrohrleitungen betreiben, aufgefordert, einen Erhebungsbogen auszufüllen, in dem die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der genannten Anlagengruppen für die einzelnen Jahresscheiben dargestellt ist. Diese Datenabfrage bildete die Grundlage für die Zuordnung der entsprechenden Indexreihen.

Darüber hinaus wird der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals gemäß § 32 Abs. 8 GasNEV ab dem 01.01.2013 nach § 7 Abs. 7 GasNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV). Der Zinssatz bestimmt sich danach als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrundrenten.

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 mit dem vorstehenden Schreiben aufgefordert, eine elektronisch bereitgestellte XLS-Datei („UELRG_KB_2010.xls“) zu befüllen und diese mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen zu übermitteln. Die Übermittlung der Überleitungsrechnung durch den Netzbetreiber erfolgte am 08.08.2012 über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur.

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.

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 15.08.2012 das Ergebnis der Prüfung mitgeteilt (**Anlage IV**).

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 16.03.2012 wurde dem Netzbetreiber eine erste Datenquittung zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Die Bundesnetzagentur hat dabei die auf Konsistenz und Plausibilität geprüften Daten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die übermittelte Liste der Amtlichen Gemeindegemeinschaften des Versorgungsgebiets (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 hat die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 30.05.2012 eine zweite Datenquittung übersandt. 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 Effizienzwertermittlung 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 Fernleitungsnetzbetreiber zu untersuchen. Der Parameter Bodenklasse 456 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. 1. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber unter anderem mit Schreiben vom 21.12.2012 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 11.02.2013 Stellung genommen.

Der Netzbetreiber rügt zunächst in formeller Hinsicht eine mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit des durchgeführten Effizienzvergleichs.

Des Weiteren wird unter Verweis auf den im Jahr 2008 durchgeführten Effizienzvergleich eine fehlende Stringenz der Methodik gerügt.

Der Netzbetreiber kritisiert weiter die Auswahl der Parameter. Die Methodik zur Bestimmung des Parameters „versorgte Fläche“ weiche im Hinblick auf die regionalen Fernleitungsnetzbetreiber von den übrigen Netzbetreibern ab. Eine Einheitlichkeit der Datenauslegung sei unerlässlich. Ähnlich stelle sich der Sachverhalt beim Parameter „ausgespeiste Jahresarbeit“ dar.

Auch die Verwendung des Vergleichsparameters Ausspeisepunkte >16 bar wird kritisiert. Zum einen wird dessen grundsätzliche Anwendbarkeit in Abrede gestellt; ein Parameter dürfe nur verwendet werden, wenn er auch für alle restlichen Druckstufen verwendet werde. Zum anderen sei die Einschränkung dieses Parameters auf Ausspeisepunkte an nachgelagerte Netze nicht sachgerecht. Des Weiteren sei nicht sachgerecht, dass GDRM-Anlagen keine Berücksichtigung als Parameter gefunden hätten.

Der Netzbetreiber rügt weiter die gestiegene Heterogenität des dem Effizienzvergleich zu Grunde liegenden Datensatzes.

Vor diesem Hintergrund wird die vorgenommene Ausreißeranalyse kritisiert. Es hätte einer mehrmalig wiederholenden Ausreißeranalyse bedurft. Durch deren Fehlen seien Ausreißer im Datensatz verblieben. Eine iterative Ausreißeranalyse hätte mittels Cook's Distance erfolgen müssen, wobei zunächst die ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber als Ausreißer hätten herausgenommen werden müssen und anschließend nochmals die Cook's Distance zur Anwendung hätte kommen müssen.

6. Bestimmung der Zu- und Abschläge gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV

Gemäß der Festlegung der Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode hatte der Netzbetreiber jährlich zum 01. Januar die Anpassungen der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie die den Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV mitzuteilen. Ferner hatte er jeweils zum 30. Juni des darauf folgenden Kalenderjahres die zur Führung des Regulierungskontos nach § 5 ARegV notwendigen Daten mitzuteilen. Die Beschlusskammer hat auf dieser Basis die gemeldeten Anpassungen nach § 4 Abs. 3 ARegV überprüft und offene Fragen mit dem Netzbetreiber geklärt. Sodann wurden die unter Berücksichtigung aller möglichen Anpassungen (§ 4 Abs. 3, 4, § 26 ARegV) von der Beschlusskammer ermittelten zulässigen Erlöse dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 18.07.2011 und 30.04.2013 mitgeteilt. Der Netzbetreiber wurde aufgefordert, der Beschlusskammer binnen 2 Wochen nach Zugang des Schreibens mitzuteilen, ob Korrekturbedarf an den ermittelten zulässigen Erlösen besteht. Eine darauf basierende etwaige Änderung der ermittelten zulässigen Erlöse wurde dem Netzbetreiber ggf. mitgeteilt. Abschließend hat die Beschlusskammer die gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zu berücksichtigenden Zu- bzw. Abschläge ermittelt.

7. 2. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 28.01.2014 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Dem Anhörungsschreiben war eine CD mit den aktualisierten Strukturparameter beigefügt, die insbesondere die Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen abbilden und die dem Effizienzvergleich zu Grunde gelegt worden sind. In dem Schreiben führt die Beschlusskammer aus, dass in der Vergangenheit bereits Teilaspekte der geplanten Festlegung (z.B. die Ermittlung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV) angehört worden seien. Bislang nicht angehörte Aspekte waren insbesondere die Änderungen des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV aufgrund der Änderung der GasNEV durch die Verordnung vom 14.08.2013 und die Bestimmung des Zu- und Abschläge gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV. Zudem wurde die Bereinigung des Effizienzwerts nach § 15 Abs. 1 ARegV angehört.

Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 20.02.2014 Stellung genommen. Hierin verweist er auf seine Stellungnahmen vom 23.03.2012 und 11.02.2013 und führt aus, dass er noch Anmerkungen zum Differenzbetrag des Regulierungskontos hat. Diese Anmerkungen wurden mit dem Netzbetreiber geklärt und die Richtigkeit der Umsetzung wurde mit Email vom 23.05.2014 bestätigt.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs.1 und Abs.2 Nr.1 EnWG die Landesregulierungsbehörde.

Die Bundesnetzagentur handelt in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Bremen gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der Freien Hansestadt Bremen vom 25.10.2005 (Bekanntmachung: ABI. der

Freien Hansestadt Bremen Nr. 107/2005, S. 873 ff. vom 11.11.2005; in Kraft seit dem 12.11.2005).

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 Beschlusskammer 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 A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen E112 bis I112.**

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

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

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 ($KA_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungs-

faktor (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) bereinigten allgemeinen 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 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 A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

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.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2010 ergibt sich aus den **Anlagen I und II**.

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 Beschlusskammer geht davon aus, dass sich diese Kosten und Erlöse regelmäßig ausgleichen. Grund dafür ist, dass die von den Netzbetreibern aufgewendeten Kosten für Konzessionsabgaben den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt werden. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufenden Posten. Den Kosten müssen damit Erlöse in gleicher Höhe entgegenstehen.

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). Steuern sind gemäß § 3 Abs. 1 AO Geldleistungen, die nicht eine Gegenleistung für eine besondere Leistung darstellen und von einem öffentlich-rechtlichen Gemeinwesen zur Erzielung von Einnahmen allen auferlegt werden, bei denen der Tatbestand zutrifft, an den das Gesetz die Leistungspflicht knüpft. 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 (siehe BGH, Beschl. v. 09.07.2013, EnVR 37/11).

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

2.2.6. Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31.12.2008 abgeschlossen worden sind (S. 1 Nr. 9)

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. Damit sind lediglich kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen von der Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV umfasst; einseitig gewährte Leistungen oder Kosten aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen können nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert werden.

Nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile sind solche Kosten anzusehen, die nicht durch Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen sondern durch elementare Lohnbestandteile begründet werden.

Des Weiteren geht die Beschlusskammer 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. Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit (S. 1 Nr. 10)

Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Betriebs- oder Personalratstätigkeiten anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.

2.2.8. Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (S. 1 Nr. 11)

Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Berufs- und Weiterbildung bzw. für die Betriebskindertagesstätte für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.

2.2.9. 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.

2.2.10. 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. Diese sind gemäß § 9 Abs. 1 S. 2 GasNEV über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

2.2.11. 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.

2.2.12. 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.	Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber	S. 1 Nr. 4
1.2.	Personalkosten	
1.2.1.	Löhne und Gehälter	
1.2.1.1.	der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit	S. 1 Nr. 10
1.2.1.2.	der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen	S. 1 Nr. 11
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	
1.2.2.3	davon betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind	S. 1 Nr. 9
1.2.2.4	davon Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	S. 1 Nr. 11
1.4.	Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)	S. 1 Nr. 3
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.5a	davon auf eine wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 ARegV entfallende Kosten	S. 3
1.5.7.	davon Konzessionsabgaben	S. 1 Nr. 2
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge	
5.1.	Erhobene Konzessionsabgaben	S. 1 Nr. 2
5.4.	Erlöse aus Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen	S. 1 Nr. 13
5.5.	Erlöse aus Auflösung von Baukostenzuschüssen	S. 1 Nr. 13

In **Anlage IV** sind die vom Netzbetreiber vorgenommenen Umbuchungen der Kosten (Minus/ Plus) zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV dargestellt. Die Beschlusskammer hat diese Umbuchungen überprüft und folgende Korrekturen vorgenommen:

Umbuchung Zeile Nr.:	Betrag	Sachverhalt	Begründung der Korrektur der Umbuchung durch die BNetzA
Zeile 19 und 30	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für das winterfest machen des Wohnwagens geltend gemacht.	Kosten für Wohnwagen stellen keine Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9, 10 und 11 dar und sind so-

			mit nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten umzugliedern.
Zeile 29 und 35	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für die Schichtzulage der AT-Mitarbeiter geltend gemacht.	Kosten, denen keine vor dem 31.12.2008 abgeschlossene Betriebsvereinbarung oder Tarifvereinbarung zugrunde liegt, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV umzugliedern.
Zeile 29 und 35	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten aufgrund der Dienstwagenregelung geltend gemacht.	Kosten die auf Richtlinien beruhen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten umzugliedern. Diesen Kosten liegt keine vor dem 31.12.2008 abgeschlossene Betriebsvereinbarung oder Tarifvereinbarung gemäß §11 Abs.2 Nr.9 ARegV zugrunde.
Zeile 59 und 30	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für die Stellplatzmiete des Wohnwagens geltend gemacht.	Kosten für Wohnwagen stellen keine Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9, 10 und 11 dar und sind somit nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten umzugliedern.
Zeile 66 und 30	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für den Konzernbetriebsrat geltend gemacht.	Kosten, die aus der Weiterverrechnung von Kosten aus einem Dienstleistungsverhältnis stammen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 und 11 ARegV umzugliedern. Nach Ansicht der Beschlusskammer sind

			nur solche Kosten anerkennungsfähig die beim Netzbetreiber selbst entstehen.
Zeile 66 und 30	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für die Umlage Schulungsheim Sieber und die Qualifizierungsumlage geltend gemacht.	Kosten, die aus der Weiterverrechnung von Kosten aus einem Dienstleistungsverhältnis stammen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 und 11 ARegV umzugliedern. Nach Ansicht der Beschlusskammer sind nur solche Kosten anerkennungsfähig die beim Netzbetreiber selbst entstehen.
Zeile 66 und 30	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für einen Vorschuss geltend gemacht.	Kosten für Vorschüsse stellen keine Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9, 10 und 11 dar und sind somit nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten umzugliedern.

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 A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zelle B60** 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 beruhenden Kostenanteile enthalten. Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zelle D76** zu entnehmen.

2.3.1. Effizienzwertermittlung 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 sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, 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 (sogenannte 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 Linearkombination 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 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.

Anders als von einigen Netzbetreibern vorgetragen, impliziert die Anwendung der Methode SFA, dass der maximale rechnerische Effizienzwert – anders als bei der DEA – nicht exakt 100% betragen kann, sondern sich immer im Bereich knapp darunter, um 99 %, bewegt. Dies ist in Wissenschaft und Praxis unbestritten. Da auch die ARegV ohne weitere Vorgaben lediglich die Anwendung der SFA vorgibt, sind die mittels dieser Methode ermittelten Effizienzwerte auch nicht nachzujustieren. Wäre eine Normierung auf 100 % gewollt, hätte der Ordnungsgeber diese – analog zur relativen Referenznetzanalyse (siehe § 22 Abs. 2 S. 5 ARegV, dort ist eine Normierung auf 100 % explizit vorgesehen) – vorschreiben müssen.

2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

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

2.3.1.2.1. Aufwandparameter nach § 14 ARegV

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

Bei der Ermittlung der Aufwandparameter 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, 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 Aufwandparameter 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.

Mit Verordnung vom 14.08.2013 wurde die GasNEV geändert (BGBl. I 2013 S. 3250). Gemäß der Übergangsregelung nach § 32 Abs. 7, 8 GasNEV sind die für die Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV relevanten Änderungen hinsichtlich der Ermittlung von Tagesneuwerten des Sachanlagevermögens (§§ 6 Abs. 3, 6a GasNEV n.F.) sowie hinsichtlich des Zinssatzes für den die Eigenkapitalquote von 40 % übersteigenden Anteil des Eigenkapitals (§ 7 Abs. 1 S. 5, Abs. 7 GasNEV n.F.) ab dem 01.01.2013 anzuwenden. Die nach Durchführung des Effizienzvergleichs in Kraft getretene Verordnung zur Änderung der GasNEV hat indes keinen Einfluss auf die Ermittlung der Aufwandparameter nach § 14 Abs. 1 ARegV. Dies entspricht dem eindeutig dokumentierten Willen des Verordnungsgewalters. Insoweit heißt es in der Begründung zur Änderungsverordnung vom 14.08.2013, dass der für den Gasbereich für die Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode bereits durchgeführte bundesweite Effizienzvergleich durch die Änderung nicht berührt wird und daher nicht erneut unter Berücksichtigung der Neuregelungen vorgenommen werden muss (BR-Drucks. 447/13 (B), S. 28)

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 IV und V** ist die Ermittlung der Aufwandparameter 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 un-

terschiedliche 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.

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 III** 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.

sichtigen, 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, die von den Netzbetreibern zu bestätigen waren.

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

Die Beschlusskammer hat die Strukturdaten auf Grundlage der Festlegung vom 01.03.2011 (BK9-11/603) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte bis zum 01.09.2011 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zu erfolgen. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer mit Schreiben vom 16.03.2012 dem Netzbetreiber eine erste Datenquittung zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Die Bundesnetzagentur hat dabei die auf Konsistenz und Plausibilität geprüften Daten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die übermittelte Liste der Amtlichen Gemeindeschlüssel des Versorgungsgebiets (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 hat die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 30.05.2012 eine zweite Datenquittung übersandt. 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 aufge-

nommen. 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. Daher ist der Netzbetreiber mit Einwendungen, die erst nach Bestimmung der Effizienzwerte vorgebracht werden, ausgeschlossen.

Hinzu kommt, dass bezüglich des Verhältnisses der Regulierungsbehörden untereinander in § 12 Abs. 5 S. 1 ARegV angeordnet wird, dass die Bundesnetzagentur den Landesregulierungsbehörden die Effizienzwerte bis zum 01.07. des Kalenderjahres vor Beginn der Regulierungsperiode übermittelt. Der BGH (vgl. Beschl. v. 28.06.2011, EnVR 48/10, Rz. 28) hat dazu ausgeführt, dass der Effizienzvergleich nach § 12 Abs. 5 S. 1 ARegV für die erste Regulierungsperiode bis zum 1. Juli 2008 abgeschlossen sein musste. Daraus ist zu schließen, dass auch der BGH von einer Unveränderbarkeit der Datenbasis des Effizienzvergleichs ab diesem Zeitpunkt ausgeht.

Überdies ergibt sich aus Sinn und Zweck der §§ 12 ff. ARegV, dass der Effizienzvergleich lediglich einmalig durchgeführt werden soll. Dafür sprechen auch die Regelungen der §§ 12 Abs. 1 S. 3 und 30 S. 2 ARegV. Bei dem von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleich handelt es sich um ein multipolares Verfahren, da sich die Effizienzen der Netzbetreiber aufgrund der gewählten Analysemethoden (SFA und DEA) gegenseitig bedingen und beeinflussen. Veränderte man die Aufwands- und Vergleichsparameter eines Netzbetreibers auch nur in geringem Maße, können sich für alle anderen Netzbetreiber erhebliche Veränderungen der individuellen Effizienzwerte ergeben. Dies gilt insbesondere, wenn der betroffene Netzbetreiber durch die Veränderung der Parameter zum Benchmarkführer (sogenanntes Peerunternehmen) würde. Unabhängig von der Größe der Veränderung der Parameterwerte wäre der Effizienzvergleich daher immer neu zu berechnen. Dies würde aber zu einer sich beliebig fortsetzbaren Iteration führen, so dass innerhalb der zeitli-

chen Vorgaben des Verordnungsgebers (01.07.2012) der Benchmarkingprozess nicht zu beenden wäre.

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 statistischen 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 kostenbeeinflussender 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 in **Anlage A.BM** beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consnentec/ite beschrieben. Das Gutachten wird zum Inhalt dieses Beschlusses 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 oder 6 (gewichtet mit der Leitungslänge)
9. Messstellen

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A2. Effizienzvergleich, Zellen F15 bis F23**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich in dem in **Anlage A.BM** beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consnetec/ite.

Der Netzbetreiber rügt mit Schreiben vom 11.02.2013 zunächst in formeller Hinsicht eine mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit des durchgeführten Effizienzvergleichs.

Des Weiteren wird unter Verweis auf den im Jahr 2008 durchgeführten Effizienzvergleich eine fehlende Stringenz der Methodik gerügt.

Der Netzbetreiber kritisiert weiter die Auswahl der Parameter. Die Methodik zur Bestimmung des Parameters „versorgte Fläche“ weiche im Hinblick auf die regionalen Fernleitungsnetzbetreiber von den übrigen Netzbetreibern ab. Eine Einheitlichkeit der Datenauslegung sei unerlässlich. Ähnlich stelle sich der Sachverhalt beim Parameter „ausgespeiste Jahresarbeit“ dar.

Auch die Verwendung des Vergleichsparameters Ausspeisepunkte >16 bar wird kritisiert. Zum einen wird dessen grundsätzliche Anwendbarkeit in Abrede gestellt; ein Parameter dürfe nur verwendet werden, wenn er auch für alle restlichen Druckstufen verwendet werde. Zum anderen sei die Einschränkung dieses Parameters auf Ausspeisepunkte an nachgelagerte Netze nicht sachgerecht. Des Weiteren sei nicht sachgerecht, dass GDRM-Anlagen keine Berücksichtigung als Parameter gefunden hätten.

Der Netzbetreiber rügt weiter die gestiegene Heterogenität des dem Effizienzvergleich zu Grunde liegenden Datensatzes.

Vor diesem Hintergrund wird die vorgenommene Ausreißeranalyse kritisiert. Es hätte einer mehrmalig wiederholenden Ausreißeranalyse bedurft. Durch deren Fehlen seien Ausreißer im Datensatz verblieben. Eine iterative Ausreißeranalyse hätte mittels Cook's Distance erfolgen müssen, wobei zunächst die ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber als Ausreißer hätten herausgenommen werden müssen und anschließend nochmals die Cook's Distance zur Anwendung hätte kommen müssen.

Die Bundesnetzagentur war vor die Aufgabe gestellt, im Rahmen des Effizienzvergleichs der Verteilnetzbetreiber (VNB) Gas für die zweite Regulierungsperiode alle Netzbetreiber hinsichtlich der Beschreibung ihrer Versorgungsaufgabe vergleichbar zu machen.

Diese Aufgabe wurde dadurch erschwert, dass in der miteinander zu vergleichenden Gruppe der VNB Gas auch einige Netzbetreiber vertreten waren, für die hinsichtlich des Konzessionsgebietes, der versorgten Fläche, der Bevölkerungszahlen und des Anschluss- und Erschließungsgrades keine vergleichbaren Daten vorlagen, da diese Informationen bis dato für diese Netzbetreiber nicht definiert waren. Dabei handelte es sich um Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich der ersten Regulierungsperiode noch den Fernleitungsnetzbetreiber (FLNB) zuzuordnen waren.

Die Bundesnetzagentur hat daher beschlossen, diese fehlenden Größen im Rahmen einer fundierten Schätzung nach zu erheben. Diese Möglichkeit ist der Bundesnetzagentur ausdrücklich durch § 30 ARegV gegeben. Die Bundesnetzagentur hat bei der so durchgeführten Schätzung ausdrücklich die Informationen der Netzbetreiber verwendet.

Da die betroffenen Unternehmen nicht über Konzessionen i. e. S. verfügen, konnte die versorgte Fläche für sie nicht wie für die übrigen Netzbetreiber auf Grundlage der Konzessionsgebiete ermittelt werden. Für die betroffenen Unternehmen musste das

Konzessionsgebiet somit geschätzt und darauf aufbauend analog zum Vorgehen bei den übrigen Netzbetreibern die versorgte Fläche berechnet werden. Die Schätzung des Konzessionsgebietes war dabei an den ursprünglichen Gedanken eines Wegenutzungsrechts angelehnt. Daher wurden hierzu diejenigen amtlichen Gemeindegrenzen (AGS) herangezogen, durch die Leitungen eigener Netze verlaufen und in denen zum eigenen Netz gehörende Anlagen belegen sind.

Die Tatsache, dass für die Gruppe der ehemaligen FLNB einheitlich ein Anschluss- und Erschließungsgrad von 100% angesetzt wurde, gelangte den übrigen VNB in keinerlei Weise zum Nachteil. Vielmehr ist es so, dass durch die Annahme, die Versorgungsgebiete der ehemaligen FLNB seien vollständig erschlossen und ans Netz angeschlossen, sich die tatsächlichen Größen und die potenziellen Größen entsprechen, während sich für die übrigen VNB mit einem Erschließungsgrad kleiner 100 % ergibt, dass die potenziellen Größen höher als die tatsächlichen Größen sind.

Eine Abschätzung der Parameter für Leitungen des Netzbetreibers außerhalb seines Konzessionsgebietes war nicht vorzunehmen. Denn eine Schätzung nach § 30 ARegV kommt nur dann in Betracht, wenn keine oder offenkundig unzutreffende Daten vorliegen. Da für den Netzbetreiber die notwendigen Daten jedoch vollumfänglich vorliegen, sind diese zu Grunde zu legen und es ist gerade keine Schätzung durchzuführen.

Zudem ist eine Verzerrung des Benchmark auch dahingehend sachlogisch ausgeschlossen, soweit diese Netzbetreiber Ausreißer in der Kostentreiberanalyse und im finalen Effizienzvergleichsmodell sind.

Die Bundesnetzagentur war vor die Aufgabe gestellt, im Rahmen des Effizienzvergleichs der Verteilnetzbetreiber (VNB) Gas für die zweite Regulierungsperiode alle Netzbetreiber hinsichtlich der Beschreibung ihrer Versorgungsaufgabe vergleichbar zu machen.

Diese Aufgabe wurde dadurch erschwert, dass in der miteinander zu vergleichenden Gruppe der VNB Gas auch einige Netzbetreiber vertreten waren, für die hinsichtlich des Konzessionsgebietes, der versorgten Fläche, der Bevölkerungszahlen und des Anschluss- und Erschließungsgrades keine vergleichbaren Daten vorlagen, da diese Informationen bis dato für diese Netzbetreiber nicht definiert waren. Dabei handelte es sich um Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich der ersten Regulierungsperiode noch den Fernleitungsnetzbetreiber (FLNB) zuzuordnen waren.

Die Bundesnetzagentur hat daher beschlossen, diese fehlenden Größen im Rahmen einer fundierten Schätzung nach zu erheben. Diese Möglichkeit ist der Bundesnetzagentur ausdrücklich durch § 30 ARegV gegeben. Die Bundesnetzagentur hat bei der so durchgeführten Schätzung ausdrücklich die Informationen der Netzbetreiber verwendet.

Da die betroffenen Unternehmen nicht über Konzessionen i. e. S. verfügen, konnte die versorgte Fläche für sie nicht wie für die übrigen Netzbetreiber auf Grundlage der Konzessionsgebiete ermittelt werden. Für die betroffenen Unternehmen musste das Konzessionsgebiet somit geschätzt und darauf aufbauend analog zum Vorgehen bei den übrigen Netzbetreibern die versorgte Fläche berechnet werden. Die Schätzung des Konzessionsgebietes war dabei an den ursprünglichen Gedanken eines Wegenutzungsrechts angelehnt. Daher wurden hierzu diejenigen amtlichen Gemeindegemeinschaften (AGS) herangezogen, durch die Leitungen eigener Netze verlaufen und in denen zum eigenen Netz gehörende Anlagen belegen sind.

Die Tatsache, dass für die Gruppe der ehemaligen FLNB einheitlich ein Anschluss- und Erschließungsgrad von 100% angesetzt wurde, gelangte den übrigen VNB in keinerlei Weise zum Nachteil. Vielmehr ist es so, dass durch die Annahme, die Versorgungsgebiete der ehemaligen FLNB seien vollständig erschlossen und ans Netz angeschlossen, sich die tatsächlichen Größen und die potenziellen Größen entsprechen, während sich für die übrigen VNB mit einem Erschließungsgrad kleiner 100 % ergibt, dass die potenziellen Größen höher als die tatsächlichen Größen sind.

Eine Abschätzung der Parameter für Leitungen des Netzbetreibers außerhalb seines Konzessionsgebietes war nicht vorzunehmen. Denn eine Schätzung nach § 30 ARegV kommt nur dann in Betracht, wenn keine oder offenkundig unzutreffende Daten vorliegen. Da für den Netzbetreiber die notwendigen Daten jedoch vollumfänglich vorliegen, sind diese zu Grunde zu legen und es ist gerade keine Schätzung durchzuführen.

Zudem ist eine Verzerrung des Benchmark auch dahingehend sachlogisch ausgeschlossen, soweit diese Netzbetreiber Ausreißer in der Kostentreiberanalyse und im finalen Effizienzvergleichsmodell sind.

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).

Zahlreiche Netzbetreiber haben hierzu vorgetragen, dass die Ausreißeranalyse mehrfach wiederholend hätte durchgeführt werden. Dies geht fehl. EnWG und ARegV sehen eine mehrmalige Durchführung der Ausreißeranalyse nicht vor. Anlage 3 zu § 12 ARegV regelt zwar durchaus unterschiedliche Methoden zur Identifikation von Ausreißern. Diese Methoden sind aber offensichtlich jeweils einmalig durchzuführen.

Hätte der Verordnungsgeber demgegenüber eine iterative Ausreißeranalyse vorgesehen, hätte es diesbezüglich einer expliziten Regelung bedurft. Dies ist alleine vor dem Hintergrund zwingend, da es andernfalls zu einer rechnerischen Endlosschleife kommen müsste; es stellte sich die Frage, wann eine iterativ durchgeführte Ausreißeranalyse an ihr Ende käme.

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 1,5fachen 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, DFBE-TAS, 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

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer eingehenden Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf das in **Anlage A.BM** beigefügte Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consentec/ite verwiesen.

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 A2. Effizienzvergleich**.

2.3.3. Bereinigter Effizienzwert nach § 15 Abs.1 ARegV

Nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV in der Fassung vom 14.08.2013 (Bundesgesetzblatt 2013, Teil I Nr. 50 vom 21.08.2013) ist eine Bereinigung des Effizienzwertes durch einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert vorzunehmen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV

ermittelten Kosten um mindestens 5 Prozent erhöht. Durch die Regelung des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV soll die von § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG geforderte Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der auf Grundlage des Effizienzwertes bestimmten Effizienzvorgabe gewährleistet werden.

Die Gewährung eines bereinigten Effizienzwertes soll – wie aus der hohen Aufgreifschwelle von 5 Prozent ersichtlich – nur in wirtschaftlich bedeutenden Ausnahmefällen möglich sein. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten aufweist, die in den Effizienzvergleich nicht einfließen, weil nicht jedes Detail berücksichtigt werden kann. Diese Besonderheiten können sich sowohl Kosten erhöhend als auch Kosten reduzierend auswirken. Im Ergebnis wird sich dies daher weitestgehend neutral darstellen (BR-Drs. 417/07 (B), S.12). Bei § 15 handelt es sich insofern um eine eng auszulegende Ausnahmvorschrift, die nur auf strukturelle Besonderheiten außergewöhnlicher Art Anwendung finden darf (BR-Drucks. 447/13 (B), S. 29). Eine Bereinigung des Effizienzwertes kommt dabei nur dann in Betracht, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass die speziellen Voraussetzungen des § 15 Abs. 1 ARegV vorliegen.

Die novellierte Regelung des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV kommt zur zweiten Regulierungsperiode zur Anwendung. Dies entspricht dem eindeutig dokumentierten Willen des Verordnungsgebers (BR-Drucks. 447/13 (B), S. 29).

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 11.02.2013 vorgetragen, dass aufgrund von Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe ein Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert anzusetzen sei.

Eine Bereinigung des Effizienzwertes gemäß § 15 Abs. 1 ARegV wird nicht vorgenommen.

2.3.3.1. Besonderheit der Versorgungsaufgabe

Voraussetzung für eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV ist eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe.

Zur Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV gehören alle Anforderungen, die an den Netzbetreiber von außen herangetragen werden und denen er sich nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand entziehen kann (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 60). Es muss sich somit um exogene Faktoren handeln. Endogene Kostentreiber, also solche, die auf eine Entscheidung des Netzbetreibers zurückzuführen sind, scheiden hingegen aus; dadurch soll vermieden werden, dass der Effizienzvergleich beliebig durch Entscheidungen einzelner Netzbetreiber beeinflusst und damit verzerrt wird. § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV greift dies auf, wenn es dort heißt, dass die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe „durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar“ sein dürfen.

Voraussetzung ist zudem, dass der geltend gemachte Aspekt der Versorgungsaufgabe messbar oder mengenmäßig erfassbar ist. Die Anforderungen, die an die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV gestellt werden, müssen insoweit auch an die Besonderheit der Versorgungsaufgabe angelegt werden, da denknötwendig nur Umstände, die jedenfalls potentiell Gegenstand des Effizienzvergleichs sein können, einen Aufschlag auf den Effizienzwert rechtfertigen können.

Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe kann nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nur bei außergewöhnlichen strukturellen Umständen vorliegen. Dies ist dann der Fall, wenn die Versorgungsaufgabe ihrer Art nach nur bei einem einzelnen Netzbetreiber oder einer äußerst geringen Anzahl von Netzbetreibern, die im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs betrachtet wurden, in vergleichbarer Form besteht. Voraussetzung sind damit Umstände, die entweder ein Alleinstellungsmerkmal oder jedenfalls nahezu ein Alleinstellungsmerkmal darstellen. Diese Auslegung entspricht dem in dem Verordnungsentwurf ausdrücklich zum Ausdruck gebrachten Willen des Verordnungsgebers (siehe BR-Drucks. 447/13 (B), S. 30).

Der Netzbetreiber macht als Besonderheit der Versorgungsaufgabe geltend, dass die demoskopische Bevölkerungsentwicklung eine strukturelle Besonderheit nach § 15 Abs. 1 ARegV darstelle. Dies stellt keine berücksichtigungsfähige Besonderheit der Versorgungsaufgabe dar, da es sich angesichts des Vortrages um eine Entscheidung des Netzbetreibers handelte, wie er sein Netz in der Vergangenheit dimensioniert hat. Mit Schreiben vom 11.02.2013 hat der Netzbetreiber ausgeführt,

dass das Gasnetz Bremerhaven für über 150.000 Einwohner konzipiert wurde. Hierfür wurden seitens des Netzbetreibers anhand eines Referenz- bzw. Zielnetzes die Rohrlängen und –dimensionen in einem Zeitraum von 1970 bis 1990 untersucht. Zunächst erscheint fraglich, inwieweit die Überdimensionierung für 150.000 Einwohner überhaupt durch den Netzbetreiber verifiziert wurde. Ferner erscheint fraglich, warum nach einem Bevölkerungsrückgang von 100.000 im Jahr 1970 auf unter 89.000 Einwohner im Jahr 1986 bzw. 1987 (siehe hierzu die Graphik in dem Schreiben des Netzbetreibers vom 11.02.2013 auf Seite 16) überhaupt eine überdimensionierte Planung aufrecht erhalten wurde. Mit Blick auf die zeitliche Entwicklung handelt es sich daher bei der Netzentwicklung und den daraus resultierenden Kosten um eine endogene Entscheidung des Netzbetreibers. Derart endogene Kostentreiber sind für den Effizienzvergleich nicht maßgeblich.

2.3.3.2. Nichtberücksichtigung im Effizienzvergleich

Eine Bereinigung des Effizienzwertes kommt gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nur dann in Betracht, wenn die geltend gemachte Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurde.

Eine hinreichende Berücksichtigung der Versorgungsaufgabe, die eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV ausschließt, erfolgt bei Umständen, die bereits durch die für den Effizienzvergleich verwendeten Vergleichsparameter abgebildet werden. Durch die Einbeziehung der Vergleichsparameter Ausspeisepunkte (Normierung), Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, Leitungslänge, Versorgte Fläche, Ausspeisepunkte größer 16 bar, Potenzielle Ausspeisepunkte, Rohrvolumen, Anteil der Bodenklasse 4, 5 oder 6 (gewichtet mit der Leitungslänge) und Messstellen wurden bereits eine Vielzahl erkennbarer Gemeinsamkeiten der Gasverteilernetzbetreiber inhaltlich durch die Parameterauswahl im Effizienzvergleich berücksichtigt. Ausprägungen dieser Merkmale können daher von vornherein keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe darstellen.

Die vom Netzbetreiber als solche deklarierte Besonderheit des „demografischen Bevölkerungsrückgangs“ wird mit dem Abzug der US-Armee und gleichzeitigem

Werftensterben begründet, was zu einer Überdimensionierung des Gasnetzes geführt haben soll. Der beschriebene Bevölkerungsrückgang stellt keinen außergewöhnlichen Umstand dar, dem die Beschwerdeführerin in außergewöhnlichem Maße ausgesetzt ist. Es handelt es sich dabei um ein Problem, mit dem eine Vielzahl von Städten zu kämpfen hatte bzw. hat.

Dessen ungeachtet ist der beschriebene Bevölkerungsrückgang bereits durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV vollumfänglich abgebildet. Insoweit sei auf die Stellungnahme des Gutachterkonsortiums frontier/consentec/TU Clausthal verwiesen, die als Anlage 2.1 beigelegt und Bestandteil dieses Beschlusses ist.

Eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV scheidet daher aus.

2.3.3.3. Kostenerhöhung um mindestens 5 Prozent

Bei den vom Netzbetreiber geltend gemachten Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe muss es sich zudem um Umstände handeln, die die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 % erhöhen.

2.3.3.3.1 Bestimmung der Kostenschwelle

§ 15 Abs. 1 ARegV fordert eine Kostenerhöhung um mindestens 5 % in Bezug auf jeweils eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Es ist mit der Regelung nicht vereinbar, die Auswirkungen einzelner Abweichungen, die zu einer unterhalb des Schwellenwertes liegenden Kostenerhöhung führen, aufzusummieren und eine Bereinigung bereits dann vorzunehmen, wenn die Summe dieser Erhöhungsbeträge oberhalb des Schwellenwertes liegt (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 84).

Für die Bestimmung der Kostenschwelle von 5 % werden nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 ARegV bestimmt. Für die zweite Regulierungsperiode ist das Ergebnis der Kostenprüfung auf der Basis des Jahres 2010 heranzuziehen (§ 6 Abs. 1 ARegV). Abzuziehen ist

der Betrag der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Dieser Betrag ist nach § 11 Abs. 2 ARegV zu berechnen. Aus dem Restbetrag sind 5 % als maßgeblicher Mindesterhöhungsbetrag zu errechnen.

Der Schwellenbetrag beträgt vorliegend **geschwätzt**. Die vom Netzbetreiber für die Besonderheit „demographischer Bevölkerungsrückgang“ angesetzten Mehrkosten in Höhe von **geschwätzt** (vergleiche hierzu Seite 3 des Schreibens des Netzbetreibers vom 29.05.2013) verbleiben unterhalb der genannten Kostenschwelle. Eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV scheidet daher aus.

2.3.3.3.2 Kausalität

Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe muss kausal für einen Anteil der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten von mindestens 5 Prozent sein.

Mehrkosten können nur insoweit berücksichtigt werden, als sie durch die in Rede stehende Besonderheit verursacht werden (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 77). Der Netzbetreiber ist für diesen Umstand darlegungs- und nachweis-pflichtig. Die Pflicht zur Ermittlung des Sachverhalts von Amts wegen, die sich gemäß § 27 Abs. 1 Satz 3 Nr. 3 ARegV auch auf die erforderlichen Tatsachen zur Ermittlung der bereinigten Effizienzwerte bezieht, ist insoweit eingeschränkt. Die Mehrkosten ergeben sich dabei nicht aus der Aufgabe als solcher, sondern ausschließlich aus der Besonderheit, d.h. der Abweichung von dem Zustand, der keine Besonderheit darstellen würde: Dargelegt und bewiesen werden müssen Mehrkosten, nicht Gesamtkosten. Vergleichsmaßstab sind dabei die Kosten des Netzbetreibers ohne die geltend gemachte Besonderheit, nicht hingegen, inwieweit die Kosten des eine Effizienzwertbereinigung geltend machenden Netzbetreibers von den Kosten anderer Netzbetreiber abweichen (BGH, Beschl. v. 09.10.2012, Az.: EnVR 86/10, Rn. 30; Az.: EnVR 88/10).

Liegt eine teilweise Kompensation der vorgetragenen Kostensteigerung durch korrespondierende, zwangsläufig entlastende Effekte vor, hat auch insofern der Netzbe-

treiber konkret nachzuweisen, zu welchem konkreten Anteil die vorgetragenen Umstände ursächlich für die behauptete Kostensteigerung waren.

2.3.3.3.3 Ermittlung der Kosten der Besonderheit

Um den bereinigten Effizienzwert zu ermitteln, hat der Netzbetreiber die durch die Besonderheit der Versorgungsaufgabe bedingten Mehrkosten nach den Vorgaben der GasNEV zu berechnen. Dieses Erfordernis folgt allein daraus, dass die Mehrkosten mit den dem Effizienzvergleich zugrunde liegenden Kosten der Ausgangskostenbasis (§ 14 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 ARegV) abgeglichen werden müssen. Zieht man von der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 ARegV ermittelten Kostenbasis die Mehrkosten ab, ergibt sich ein Kostenbetrag ohne die Kosten, die durch die Besonderheit der Versorgungsaufgabe bedingt sind. Auf der Grundlage dieser alternativen Ausgangskostenbasis muss dann der bereinigte Effizienzwert ermittelt werden. Dieses Vorgehen setzt zwingend voraus, dass die Mehrkosten nach den gleichen Maßstäben bestimmt werden wie die Ausgangskostenbasis. Dementsprechend kommt es für die zeitliche Einordnung der Entstehung relevanter Mehrkosten (ebenso wie für die nicht erhöhten Kosten) vorliegend auf das Jahr 2010 an.

Zum Beweis der Kostensteigerung hat der Netzbetreiber dementsprechend darzulegen und nachzuweisen, in welcher Höhe die jährlichen Kosten (z.B. operative Kosten, Abschreibungen und Zinsen) in die der Kostenprüfung zu Grunde liegenden Netzkosten eingeflossen sind. Der Nachweis der Mehrkosten unterliegt dabei den gleichen Anforderungen wie die Ausgangskostenbasis (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 21.07.2010, Az.: VI-3 Kart 182/09 (V), S. 17 f.). Der Netzbetreiber hat – ähnlich wie im Rahmen der Kostenprüfung nach den Vorgaben der GasNEV – die individuell besonderen Kosten unter Beifügung geeigneter Nachweise (z.B. Rechnungen, Stundennachweise etc.) umfassend zu erläutern. Der Netzbetreiber muss dabei im einzelnen darlegen und nachweisen, in welcher Höhe konkrete im einzelnen aufgeführte und mit Belegen nachgewiesene Mehrkosten in welche der zur Erlösbergrenzenfestlegung aufgeführten aggregierten Kostenpositionen des Basisjahres, die die Aufwandsparemeter des Effizienzvergleichs bilden, eingeflossen sind (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 21.07.2010, Az.: VI-3 Kart 182/09, S. 18). Dem genügt die Behauptung

pauschaler Mehrkosten ebenso wenig wie die Vorlage von Betriebskostenabrechnungsbögen ohne Nachweise zur Herkunft der Zahlen.

Der Netzbetreiber hat vorliegend nicht nachgewiesen, dass eine Erhöhung der nach § 14 Abs. 1 Nr.1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 Prozent eingetreten ist. Ferner hat der Netzbetreiber auch die bislang dargelegten Kosten in Höhe von 3,2 Prozent nicht hinreichend dargelegt. Dies gilt sowohl für die Kapitalkosten als auch die Betriebskosten. Hinsichtlich der Kapitalkostenberechnung wurde mit Verlegekosten des Jahres 2010 (Stand 31. Dezember) bewertet und in der Folge mit anlagegruppenspezifischen Preisindizes der BNetzA zurückindiziert. Hierbei handelt es sich um einen pauschalen Ansatz, der nicht die zeitlichen Gegebenheiten bei den Verlegekosten der jeweiligen Anlagegüter adäquat widerspiegelt. Für die Betriebskosten wurde eine Pauschale von 2 Prozent auf die Anschaffungs- und Herstellungskosten angewendet. Auch dieser Ansatz spiegelt nicht die tatsächlichen betrieblichen Kosten wider. Insgesamt stellen die bisherigen Vorträge des Netzbetreibers zu den Kosten keinen Nachweis der Mehrkosten aufgrund der Besonderheit „demografischer Bevölkerungsrückgang“ dar.

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

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauenen 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 A1, Zelle D74** 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 $0,2 * t$.

Jahr	t	V_t
2013	1	0,2
2014	2	0,4
2015	3	0,6
2016	4	0,8
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 100,00, für das Jahr 2011 102,10 und für das Jahr 2012 104,10 (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 in Höhe von 1,0210 und für das Jahr 2014 ein Inflationsfaktor von 1,0410. Da den Netzbetreibern im Herbst 2012 für die Kalkulation der Netzentgelte 2013 lediglich die Indexreihe auf Basis des Jahres 2005 zur Verfügung stand, geht die Beschlusskammer für 2011 von einem Indexwert 102,31 aus, der sich aus der Division der Indexwerte 110,7 und 108,2 ergibt. Dies sind die Indexwerte für 2010 und 2011 mit dem Basisjahr 2005.

Für die Folgejahre der zweiten Regulierungsperiode (2015 bis 2017) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2012 (104,10) gegenüber 2011 (102,10) eskaliert, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2013 bis 2015 vorliegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer 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 mit Ausnahme für die Jahre 2010 und 2012 auf zwei Nachkommastellen gerundet angezeigt¹):

Jahr	VPI
2010	100,00
2011	102,31 ²
2012	104,10
2013	106,14
2014	108,22
2015	110,34

¹ Die Berechnung erfolgt mit sieben Nachkommastellen.

² Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

Für das dritte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2015) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0614, für das vierte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2016) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0822 und für das fünfte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2017) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1034 (alle Werte wurden auf vier Nachkommastellen gerundet) zugrunde gelegt. 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:

Jahr	VPI _t / VPI ₀
2013	2,31% ³
2014	4,10%
2015	6,14%
2016	8,22%
2017	10,34%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bereits 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.).

³ Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

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 A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen I13 bis I17**).

2.7. Pauschalierter Investitionszuschlag gemäß § 25 ARegV

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 09.03.2012 einen Antrag auf Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 Abs. 1 ARegV in Höhe von 1 % der standardisierten Kapitalkosten für jedes Kalenderjahr der Regulierungsperiode gestellt. Hilfsweise hat der Netzbetreiber lediglich für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode einen Antrag auf Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 Abs. 1 ARegV in Höhe von 1 % der standardisierten Kapitalkosten gestellt. Dem Antrag wird in der Höhe stattgegeben, wie sie **Anlage III** in Verbindung mit **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen Zelle D54** 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 ge-

mäß § 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 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 einem gesonderten Beschluss 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_{ij}). 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 dem 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. 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.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 5 Abs. 4 S. 1 ARegV i. V. m. § 34 Abs. 2 ARegV den Saldo des Regulierungskontos für die Kalenderjahre 2009, 2010 und 2011 ermittelt. Die Ermittlung des Regulierungskontosaldos ist in **Anlage R** beschrieben. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV durch gleichmäßig über die zweite Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Die Höhe der zu berücksichtigenden Zu- oder Abschläge ist **Anlage A1, Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen E98 bis I 98** zu entnehmen.

2.11. Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrages

Im Hinblick auf den öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag vom 22.12.2011 sind die Erlösobergrenzen der Kalenderjahre 2013 bis 2017 um die nachfolgend genannten Beträge zu erhöhen (BK9-08/885).

2. Regulierungsperiode Gas	
Kalenderjahr	Anpassungsbetrag
2013	geschwärtzt

III. Meldepflichten

Die Anordnung des Tenors zu 2.) ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV.

Gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Gleiches gilt bei der Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11 und 13, S. 2 und 3 ARegV und volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV. Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs.3 S.2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenzen ist ausweislich der Verordnungsbegründung in der Festlegung aufzunehmen (BR-DrS.417/ 07, S.44 f.). Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösobergrenzen wird daher gemäß § 32 Abs.1 Nr.1 ARegV i.V.m. § 29 Abs.1 EnWG nochmals ausdrücklich angeordnet. Dies dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

IV. Netzübergänge

Die Anordnung des Tenors zu 3.) ergeht auf Grundlage der § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.11 und § 28 Nr.8 ARegV.

Gemäß § 28 Nr.8 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen. Nach Maßgabe der §§ 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen treffen. In Ausübung dieser Befugnis ordnet sie an, dass der Netzbetreiber ohne schuldhaftes Zögern den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen hat. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Bundesnetzagentur zeitnah

von dem Sachverhalt erfährt und sicherstellen kann, dass die Vorgaben des § 26 ARegV eingehalten werden. Die Anordnung dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

V. Gebühren

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

VI. Anlagenverweis

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1** (Kalenderjährliche Erlösobergrenzen), **Anlage A2** (Effizienzvergleich), **Anlage A3** (Sondersachverhalte),
- **Anlage I-NB** (Kostendaten) nebst **Anlage 1-NB** (Gesamtkosten), **Anlage 2.1-NB** (kalk. Abschreibungen), **Anlage 2.2-NB** (kalk. RBW), **Anlage 3-NB** (BNV I), **Anlage 4-NB** (kalk. EKVZ), **Anlage 5-NB** (kalk. GewSt), **Anlage 6-NB** (kalk. RBW + kalk. Abschreibungen)
- **Anlage II** (Beispielrechnung Kapitalkosten), **Anlage III** (Vergleichbarkeitsrechnung), **Anlage IV** (Überleitungsrechnung), **Anlage V** (Aufwandsparameter)
- **Anlage A.BM** (Gutachten zum Effizienzvergleich VNB)
- **Anlage PI** (Preisindizes gem. § 6a GasNEV) und **Anlage EK-Zins § 7 Abs. 7 GasNEV**
- **Anlage R** nebst **Anlage R1.1.** (Saldo), **Anlage R1.2.** (Differenzbeträge), **Anlage R2** (Erlösobergrenze) inklusive **Anlage R2.1** (Nachrechnung 2010) und **Anlage R.2.2.** (Nachrechnung 2011) sowie **Anlage R3** (erzielbare Erlöse).

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Hanseatischen Oberlandesgericht in Bremen (Hausanschrift: Sögestraße 62/64, 28195 Bremen) 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 die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwertschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs.1 EnWG).

Bonn, den 28.05.2014

Vorsitzender



Helmut Fuß

Beisitzer



Dr. Jörg Mallossek

Beisitzer



Roland Naas

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen									
2										
3										
4										
5	Umsatzsystem	wesentlich: Bruttoerlösen Credit								
6	UZ	BKS-110/63								
7	Bezugsnummer	12001433								
8	Meinummer	1								
9										
10	1. Zusammenfassung (2. Regulierungsperiode)									
11	1.1. Daten der Regulierungsperiode									
12	Vertriebsart	Regelverträge								
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										
33										

geschwärzt

geschwärzt

Nr.	Beschreibung	A		B		C		D		E		F		G		H		I		J		K		L		M		
		Kosten	Erlöse																									
34	2. Detaillierter Überblick (2. Rechnungsperiode)																											
35	35.1. Ausgangswert für die Erfolgsgegenstandsbestimmung																											
36	36.1. Ausgangswert gemäß § 6 Abs. 1 ArbZG																											
37	Anpassungsbetrag																											
38	* unpassendes Ausgangswert (K _{unpass})																											
39																												
40																												
41																												
42																												
43	2.2. Deutlichkeit nicht beeinflussbare Kostensätze nach § 11 Abs. 2 ArbZG																											
44	gründliche Abwäsi- und Vergleichspflichten (Nr. 1)																											
45	Konzeptionsgebühren (Nr. 2)																											
46	Betriebskosten (Nr. 3)																											
47	sonstige Inanspruchnahme vorgelagerter Leistungen (Nr. 4)																											
48	gehörige Investitionsaufwände nach § 23 ArbZG (Nr. 5)																											
49	Aufhebung der Abzugsbefreiung nach § 25 Abs. 2a ArbZG																											
50	besondere Kosten Borgia nach Auszug Währungswechsel (Nr. 6a)																											
51	sonstige und anfechtbar, vorüberwiegend zu Lohnverdienst- und Versorgungszwecken, Abschluss vor 31.12.08 (Nr. 6b)																											
52	Betriebs- und Personalzwecke (Nr. 10)																											
53	Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebsferienüberlassung (Nr. 11)																											
54	neuschaffter Investitionszuschlag nach § 25 ArbZG (Nr. 12)																											
55	Aufhebung von Baukostenzuschüssen/ Nebenschuldenzweckleistungen (Nr. 13)																											
56	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Gewinnvorgangsgrößen, die einer wirksamen Verfahrensgewinnung unterliegen																											
57	Summe Sachb.																											
58																												
59																												
60	Deutlichkeit nicht beeinflussbare Kosten KA, die																											
61																												
62	2.3 verbleibende Kostensätze nach § 11 Abs. 1 ArbZG																											
63	Kosten für die Beschaffung von Treibstoffe																											
64	Kosten für Lohnaufschlag																											
65	Summe Sachb.																											
66																												
67																												
68	Differenz der verbleibenden Kostensätze (VK ₁ - VK ₂)																											

geschwärzt

geschwärzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
				Ausgangswert (Basisjahr 2010)	1. Jahr 2013	2. Jahr 2014	3. Jahr 2015	4. Jahr 2016	5. Jahr 2017	
69										
70	2.4. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile									
71	Grenzfunktion ohne darauf nicht beeinflussbare Kostenanteile $K_{A_{n+1}} - K_{A_n}$									
72	Basisfunktion Kostenanteil (%) $1 - EW_n$									
73	Basisfunktion Kostenanteil (%) $K_{A_{n+1}}$									
74	Basisfunktion Kostenanteil (%) EW_n									
75	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil (%) $K_{A_{n+1}}$									
76	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil (%) $1 - V_n$									
77	Nicht abgrenzbarer Teil der beeinflussbaren Kosten $(1 - V_n) \times K_{A_{n+1}}$									
78	Nicht abgrenzbarer beeinflussbarer Kostenanteil $V_n \times K_{A_{n+1}}$									
79	Absoluter beeinflussbarer Kostenanteil $V_n \times K_{A_{n+1}}$									
80	Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zahl. nicht abgrenzbarer beeinflussbarer Kostenanteil $K_{A_{n+1}} + (1 - V_n) \times K_{A_{n+1}}$									
81										
82	2.5. Verbrauchsprüfungskennzahlen (VPK) und Produktivitätskennzahlen (PK)									
83										
84	Verbraucherpreisindex nach § 8 ArbZG VPI									
85	Steigerung des Verbrauchsprüfungskennzahlen bezogen auf Basisjahr VPI_t / VPI_0									
86	Kumulierter gestiegener Produktivitätskennzahlen nach § 8 ArbZG PK_t									
87	Verbrauchsprüfungskennzahlen / Produktivitätskennzahlen $(VPI_t / PK_t) - PF_t$									
88	Jährliche Kostenanteile $K_{A_{n+1}} = K_n$ mit VPK und PK $(K_{A_{n+1}} \times (1 - V_n) \times K_{A_{n+1}}) \times (VPI_t / PK_t) - PF_t$									
89										
90	2.6. Erwerbungsindex (EF)									
91	Erwerbungsindex (Anmerkung 4b 2010) nach § 4, § 10 ArbZG EF_t									
92	Jährliche Kostenanteile "netto" = "u" mit VPK und PK, sowie EF, $(K_{A_{n+1}} \times (1 - V_n) \times K_{A_{n+1}}) \times (VPI_t / PK_t) \times EF_t$									
93										
94	2.7. Qualitätskennzahlen (Q)									
95	Zu- und Abnahme auf die Erlösberechnung nach § 10 ArbZG Q_t									
96										
97	2.8. Basis des Regulierungskennzahlen (B)									
98	Basis des Regulierungskennzahlen nach § 5 Abs. 4 ArbZG S_t									
99										
100	2.9. Zwischenzeitliche Erlösberechnung nach Regulierungsformel (EO) = $K_{A_{n+1}} + (K_{A_{n+1}} \times (1 - V_n) \times K_{A_{n+1}}) \times (VPI_t / PK_t) \times EF_t + Q_t$									
101										
102	2.10. Sonderzuschüsse									
103	Sonderzuschüsse die nicht von der Regulierungsformel erfasst werden									
111										
112	3. Kalenderjährliche Erlösberechnung EO_t EO_t EO_t									

A2. Effizienzvergleich

Unternehmen wesernetz Bremerhaven GmbH
 AZ BK9-11/8193
 Betriebsnummer 12001433
 Netznummer 1

Ergebnisse des Effizienzvergleichs

Vergleichsparameter

Verfahren	Wert
DEA, Normal	geschwärzt
DEA, Standardisiert	
SFA, Normal	
SFA, Standardisiert	
Bestwert gemäß § 12 Abs. 4 und Abs. 4a S. 3 ARegV	
Aufschlag gemäß § 15 Abs. 1 ARegV	
Effizienzwert [EW _a]	

Vergleichsparameter	Wert
Ausspeisepunkte (Normierungsparameter)	geschwärzt
versorgte Fläche (km ²)	
gesamte Leitungslänge (km)	
zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen (m ³ /h)	
Anzahl der potentiellen Ausspeisepunkte	
Rohrvolumen (m ³)	
Anteil vorherrschende Bodenklasse 4,5,6 (gewichtet mit Leitungslänge) (km)	
Anzahl der Messstellen	
Anzahl der Ausspeisepunkte > 16 bar	

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	A3. Sondersachverhalte							
2	Sondersachverhalte des Netzbetreibers							
3								
4								
5								
6	Unternehmen		wesernetz Bremerhaven GmbH					
7	AZ		BK9-11/8193					
8	Betriebsnummer		12001433					
9	Netznummer		1					
10								
11	Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Sondersachverhalten							
12				Betrag 2013	Betrag 2014	Betrag 2015	Betrag 2016	Betrag 2017
13								
14		öffentlich-rechtlicher Vertrag						
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35	*Erlösobergrenzenmindernde Positionen werden durch ein negatives Vorzeichen gekennzeichnet							

geschwätzt

	A	B	C	D	E
1					Anlage III
2					
3					
4					
5	Unternehmen	wesernetz Bremerhaven GmbH			
6	AZ	BK9-11/8193			
7	Betriebsnummer	12001433			
8	Netznummer	1			
9					

Vergleichbarkeitsrechnung gem. § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

	Anlagengruppe	Abschreibungsdauer (Jahre) Untergrenze	Historische AK/HK bezogen auf das Anschaffungsjahr	Annuitätische Kosten pro Anlagengruppe
10				
11	I. Kalk. Abschreibungen allgemeine Anlagen			
12	2 Kalk. Abschreibungen Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen			
13	3 Kalk. Abschreibungen Betriebsgebäude			
14	4 Kalk. Abschreibungen Verwaltungsgebäude			
15	5 Kalk. Abschreibungen Gleisanlagen, Eisenbahnwagen			
16	6 Kalk. Abschreibungen Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
17	7 Kalk. Abschreibungen Werkzeuge/Geräte			
18	8 Kalk. Abschreibungen Lagereinrichtung			
19	9 Kalk. Abschreibungen EDV-Anlagen			
20	9.1 Kalk. Abschreibungen Hardware			
21	9.2 Kalk. Abschreibungen Software			
22	10 Kalk. Abschreibungen Fahrzeuge			
23	10.1 Kalk. Abschreibungen Leichtfahrzeuge			
24	10.2 Kalk. Abschreibungen Schwerfahrzeuge			
25	II. Kalk. Abschreibungen Gasbehälter			
26	III. Kalk. Abschreibungen Erdgasverdichteranlagen			
27	1 Kalk. Abschreibungen Erdgasverdichtung			
28	2 Kalk. Abschreibungen Gasreinigungsanlagen			
29	3 Kalk. Abschreibungen Piping und Armaturen			
30	4 Kalk. Abschreibungen Gasmessanlagen			
31	5 Kalk. Abschreibungen Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)			
32	6 Kalk. Abschreibungen Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)			
33	7 Kalk. Abschreibungen Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)			
34	8 Kalk. Abschreibungen Verkehrswege			
35	IV. Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen			
36	1 Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl			
37	1.1 Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl PE ummantelt			
38	1.2 Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt			
39	1.3 Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl bituminiert			
40	2 Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Grauguss (> DN 150)			
41	3 Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Duktiler Guss			
42	4 Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)			
43	5 Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyvinylchlorid (PVC)			
44	6 Kalk. Abschreibungen Armaturen/Armaturenstationen			
45	7 Kalk. Abschreibungen Molchschieusen			

geschwärzt

A		B	C	D	E
46	8	Kalk. Abschreibungen Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen)			
47	V.	Kalk. Abschreibungen Mess-, Regel- und Zähleranlagen			
48	1	Kalk. Abschreibungen Gaszähler der Verteilung			
49	2	Kalk. Abschreibungen Hausdruckregler/Zählerregler			
50	3	Kalk. Abschreibungen Messeinrichtungen			
51	4	Kalk. Abschreibungen Regeleinrichtungen			
52	5	Kalk. Abschreibungen Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
53	6	Kalk. Abschreibungen Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
54	7	Kalk. Abschreibungen Verdichter in Gasmischanlagen			
55	8	Kalk. Abschreibungen Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
56	9	Kalk. Abschreibungen Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
57	VI.	Kalk. Abschreibungen Fernwirkanlagen			
58					
59	3.1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens			
60	3.1.2.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau			
61	3.1.2.4.	Grundstücke zu AK/HK			
62	3.1.2.5.	Sonstiges			
63	3.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände			
64	3.2.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau			
65	3.2.4.	Grundstücke zu AK/HK			
66	3.2.5.	Sonstiges			
67	4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen			
68	5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens			
69		Summe			
70		zusätzliche Zinsen			
71					
72					
73					
74	Nr.	Anlagengruppe			
95					
110	2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen			
116					
118					
120					
121					
122					
123					
130					
139					
140					
141					
149					
150					
154					
155					
158					
159					
160					
171	3	Betriebsgebäude			
271		Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
272					
273					

geschwärtzt

	A	B	C	D	E
274					
275					
276					
277					
278					
281	6	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
282		Werkzeuge/Geräte			
283					
284					
285					
286					
287					
288					
289					
290					
291					
292					
293					
294					
295					
300	7	Werkzeuge/Geräte			
329					
330					
335	9.1	Hardware			
338					
341	9.2	Software			
342		Leichtfahrzeuge			
343					
344					
345					
346					
347	10.1	Leichtfahrzeuge			
348		Schwerfahrzeuge			
349					
351					
352					
353					
354					
355					
356	10.2	Schwerfahrzeuge			
632					
633					
634					
635					
636					
637					
638					
639					
640					
641					
642					
643					
644					
645					
646					
647					
648					

geschwätzt

	A	B	C	D	E
650					geschwärtzt
652					
653					
655					
656					
659					
660					
661					
662					
663					
664					
681	IV. 1.1	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl PE ummantelt			
686					
687					
688					
689					
690					
691					
692					
693					
695					
696					
697					
698					
699					
701					
702					
703					
704					
705					
706					
707					
708					
709					
710					
711					
712					
713					
714					
715					
716					
717					
718					
719					
720					
747	IV. 1.2	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt			
916		Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)			
917					
918					
919					
920					
921					
922					
923					
924					
925					
926					

	A	B	C	D	E
927					
928					
929					
930					
931					
932					
933					
934					
935					
936					
937					
938					
939					
940					
941					
942					
943					
944					
945					
946					
947					
948					
949					
950					
951					
952					
953					
954					
955					
956					
957					
958					
971	IV. 4	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)			
1151		Gaszähler der Verteilung			
1152					
1153					
1154					
1155					
1167	V. 1	Gaszähler der Verteilung			
1168		Hausdruckregler/Zählerregler			
1169					
1170					
1171					
1172					
1173					
1174					
1175					
1176					
1177					
1178					
1179					
1180					
1181					
1182					
1193	V. 2	Hausdruckregler/Zählerregler			
1241					
1243					

geschwärtzt

	A	B	C	D	E
1244					
1245					
1246					
1247					
1248					
1249					
1250					
1251					
1252					
1253					
1254					
1255					
1256					
1257					
1258					
1259					
1260					
1261					
1262					
1263					
1264					
1266					
1267					
1268					
1269					
1270					
1271					
1272					
1273					
1274					
1276					
1278					
1285	V. 4	Regeleinrichtungen			
1287					
1295					
1297					
1305					
1316	V. 5	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
1319					
1320					
1321					
1324					
1325					
1326					
1347	V. 6	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
1474					
1491	VL	Fernwirkanlagen			
1492		Gesamt			



	A	B	C
1496			
1497		Pauschalierter Investitionszuschlag	
1498			
1499	Unternehmen	wesernetz Bremerhaven GmbH	
1500	AZ	BK9-11/8193	
1501	Betriebsnummer	12001433	
1502	Netznummer	1	
1503			
1504		[standardisierte Kapitalkosten]	geschwärzt
1505		gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV	
1506		1 % der standardisierten Kapitalkosten = Investitionszuschlag	

**Überleitung der Gesamtkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen
gem. § 11 Abs. 2 ARegV**

Unternehmen wesernetz Bremerhaven GmbH
 AZ BK9-11/B193
 Betriebsnummer 12001433
 Netznummer 1

Zelle	Position	Kostenarten	Gesamtkosten nach Mitteilung BNetzA (f)	Umbuchung (Minus) gemäß Netzbetreiber (f)	Umbuchung (Minus) gemäß BNetzA (e)	Umbuchung (Plus) gemäß Netzbetreiber (e)	Umbuchung (Plus) gemäß BNetzA (e)	Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß Netzbetreiber (e)	Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß BNetzA (e)
11	L	Erfassung der relevanten Daten zur Ermittlung der Netzkosten							
12	1	Aufwandsgleiche Kosten							
13	1.1.	Materialekosten							
14	1.1.1.	davon Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe							
15	1.1.1.1	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie							
16	1.1.1.2	Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie							
17	1.1.1.3	Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch							
18	1.1.1.4	Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie							
19	1.1.1.5	Sonstiges							
20	1.1.2.	davon Aufwendungen für bezogene Leistungen							
21	1.1.2.1	Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber							
22	1.1.2.2	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur							
23	1.1.2.3	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung							
24	1.1.2.4	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen							
25	1.1.2.5	Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für Basisbilanzausgleich							
26	1.1.2.6	Aufwendungen für Differenzmengen							
27	1.1.2.7.	Sonstiges							
28	1.2.	Personalkosten							
29	1.2.1.	Löhne und Gehälter							
30	30	Kosten/Erlöse der im gesetzlichen Rahmen ausgedienten Betriebs- und Personalarbeitskräfte							
31	31	Kosten/Erlöse der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen							
32	1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung							
33	1.2.2.1.	davon für Altersversorgung							
34	1.2.2.2.	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen							
35	35	Kosten/Erlöse der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnersatz- und Versorgungseinkünften, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind							
36	36	Kosten/Erlöse der Betriebskinderkrippen für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen							
37	1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen (Fremdkapitalzinsen)							
38	1.3.1.	davon gegenüber verbundenen Unternehmen							
39	1.3.2.	davon gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
40	1.3.3.	davon gegenüber Kreditinstituten							
41	1.3.4.	Sonstiges							
42	1.4.	Ansatzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Soldatentätigkeitszuschlag)							
43	1.4.1.	davon KFZ-Steuer							
44	1.4.2.	davon Grundsteuer							
45	1.4.3.	davon Sonstiges							
46	1.5.	Sonstige betriebliche Kosten							

geschwärzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	Zelle	Position	Kostenarten	Gesamtkosten nach Mitteilung BNetzA		Umbuchung (Minus) gemäß Netzbetreiber	Umbuchung (Minus) gemäß BNetzA		Umbuchung (Plus) gemäß Netzbetreiber	Umbuchung (Plus) gemäß BNetzA		Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß Netzbetreiber	Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß BNetzA
				(C)		(E)	(G)		(I)	(J)		(L)	(M)
10													
47	47	1.5.1.	davon für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen										
48	48	1.5.2.	davon für Erstellung/Bereitstellung eines Informationssystems über die Kapazitätsauslastung (§ 10 GasNZV a.F.)										
49	49	1.5.3.	davon aus der Vergabe zur Reduzierung der Marktgebiete gemäß § 21 Abs. 1 GasNZV										
50	50	1.5.4.	davon für die Einrichtung und den Betrieb einer Handelsplattform (§ 14 Abs. 1 GasNZV)										
51	51	1.5.5.	davon für die Durchführung der Versteigerung nach § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
52	52	1.5.6.1	davon aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. § 9 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV (§ 6 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 GasNZV a.F.)										
53	53	1.5.6.2	davon auf eine wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 ARegV entfallende Kosten										
54	54	1.5.7.	davon Wartung und Instandsetzung										
55	55	1.5.8.	davon Konzeptionsabgaben										
56	56	1.5.9.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge										
57	57	1.5.10.	davon Versicherungen										
58	58	1.5.11.	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften										
59	59	1.5.12.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten										
60	60	1.5.13.	davon Rechts- und Beratungskosten										
61	61	1.5.14.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden										
62	62	1.5.15.	davon Reisekosten und Auslobungen										
63	63	1.5.16.	davon Bewirtung und Geschenke										
64	64	1.5.17.	davon Einzelwerberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen										
65	65	1.5.18.	davon Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV										
66	66	1.5.19.	Sonstiges										
67	67	2	kalkulatorische Abschreibungen										
68	68	2.1.	Abschreibungen Sachanlagevermögen										
69	69	2.2.	Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen										
70	70	2.2.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten										
71	71	2.2.2.	Sonstiges										
72	72	2.3.	Abschreibungen Finanzanlagen und Wertpapiere des Umlaufvermögens										
73	73	2.3.1.	Abschreibungen auf Finanzanlagen										
74	74	2.3.2.	Abschreibungen auf Wertpapiere des Umlaufvermögens										
75	75	3	Kalk. Eigenkapitalverzinsung										
76	76	4	Kalk. Gewerbesteuer										
77	77	1.a.	Netzkosten i.ä. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse										
78	78	5	Kostenmindernde Erlöse und Erträge										
79	79	5.1.	Erlöse aus Konzessionsabgaben										
80	80	5.2.	andere aktivierte Eigenleistungen										
81	81	5.3.	Erträge aus Beteiligungen										
82	82	5.3.a	davon aus verbundenen Unternehmen										
83	83	5.4.	Erträge aus Auflösung von Netzanschlussbeiträgen										
84	84	5.5.	Erträge aus Auflösung von Baukostenzuschüssen										
85	85	5.6.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Anlagevermögens										
86	86	5.6.a.	davon aus verbundenen Unternehmen										
87	87	5.7.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge										
88	88	5.7.1.	Erträge aus Finanzanlagen										
89	89	5.7.1.1.	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen										
90	90	5.7.1.2.	davon Erträge aus Cash-Pooling										
91	91	5.7.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln										
92	92	5.7.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen										
93	93	5.7.2.2.	Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)										

geschwärtzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	Zelle	Position	Kostenarten	Gesamtkosten nach Mitteilung BNetzA		Umbuchung (Minus) gemäß Netzbetreiber	Umbuchung (Minus) gemäß BNetzA		Umbuchung (Plus) gemäß Netzbetreiber	Umbuchung (Plus) gemäß BNetzA		Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß Netzbetreiber	Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß BNetzA
				[€]		[€]	[€]		[€]	[€]		[€]	[€]
10													
94	94	5.7.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht										
95	95	5.7.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen										
96	96	5.7.2.5.	Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens										
97	97	5.7.2.6.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten										
98	98	5.7.2.7.	Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge										
99	99	5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge										
100	100	5.8.1.	Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste gem. § 5 Abs. 3 GasNZV (§ 15 Abs. 3 GasNZV a.F.)										
101	101	5.8.1.1.	Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffungen										
102	102	5.8.1.2.	Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren										
103	103	5.8.1.3.	Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich										
104	104	5.8.1.4.	Erlöse aus sonstigen Flexibilitätendienstleistungen										
105	105	5.8.1.5.	Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten										
106	106	5.8.2.	Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerung gem. § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
107	107	5.8.3.	Erlöse aus Auflösung von Rückstellungen gem. § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
108	108	5.8.4.	Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom										
109	109	5.8.5.	Erlöse aus Differenzmengen										
110	110	5.8.6.	Andere Sonstige Erlöse										
111	111	5.8.6.a	davon Umsatzerlöse aus für Dritte erbrachte Dienstleistungen										
112	112	5.8.7.	Andere sonstige Erträge										
113	113	i.b.	Netzkosten l.b. nach Abzug kostenmindernder Erlöse										
114													
115													

geschwärzt

Aufwandsparameter gem. § 14 ARegV

5 Unternehmen wesernetz Bremerhaven GmbH
 6 AZ BK9-11/8193
 7 Betriebsnummer 12001433
 8 Netznummer 1

Position	Kostenarten	Netzkosten nach Konsolidierung [€]	davon	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [€]	Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [€]	Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [€]
11 L	Erfassung der relevanten Daten zur Ermittlung der Netzkosten					
12 1	Aufwandsgleiche Kosten					
13 1.1.	Materialekosten					
14 1.1.1.	davon Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe					
15 1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie					
16 1.1.1.2.	Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie					
17 1.1.1.3.	Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch					
18 1.1.1.4.	Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie					
19 1.1.1.5.	Sonstiges					
20 1.1.2.	davon Aufwendungen für bezogene Leistungen					
21 1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber					
22 1.1.2.2.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur					
23 1.1.2.3.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung					
24 1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen					
25 1.1.2.5.	Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für Basisbilanzausgleich					
26 1.1.2.6.	Aufwendungen für Differenzmengen					
27 1.1.2.7.	Sonstiges					
28 1.2.	Personalkosten					
29 1.2.1.	Löhne und Gehälter					
30	Kosten/Erlöse der im gewöhnlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalarbeitsleistung					
31	Kosten/Erlöse der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen					
32 1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung					
33 1.2.2.1.	davon für Altersversorgung					
34 1.2.2.2.	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen					
35	Kosten/Erlöse der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind					
36	Kosten/Erlöse der Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen					
37 1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen (Fremdkapitalzinsen)					
38 1.3.1.	davon gegenüber verbundenen Unternehmen					
39 1.3.2.	davon gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
40 1.3.3.	davon gegenüber Kreditinstituten					
41 1.3.4.	Sonstiges					

geschwärzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L		
	Position	Kostenarten	Netzkosten nach Konsolidierung [€]		davon		dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [€]		Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [€]		Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [€]			
10	1.4.	Ansatzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)	geschwätzt		davon		geschwätzt							
42					davon									
43	1.4.1.	davon KFZ-Steuer												
44	1.4.2.	davon Grundsteuer												
45	1.4.3.	davon Sonstiges												
46	1.5.	Sonstige betriebliche Kosten												
47	1.5.1.	davon für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen												
48	1.5.2.	davon für Erstellung/Bereitstellung eines Informationssystems über die Kapazitätsauslastung (§ 10 GasNZV a.F.)												
49	1.5.3.	davon aus der Vergabe zur Reduzierung der Marktgebiete gemäß § 21 Abs. 1 GasNZV												
50	1.5.4.	davon für die Einrichtung und den Betrieb einer Handelsplattform (§ 14 Abs. 1 GasNZV)												
51	1.5.5.	davon für die Durchführung der Versteigerung nach § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.												
52	1.5.6.1	davon aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. § 9 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV (§ 6 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 GasNZV a.F.)												
53	1.5.6.2	davon auf eine wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 ARegV entfallende Kosten												
54	1.5.7.	davon Wartung und Instandsetzung												
55	1.5.8.	davon Konzessionsabgaben												
56	1.5.9.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge												
57	1.5.10.	davon Versicherungen												
58	1.5.11.	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften												
59	1.5.12.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten												
60	1.5.13.	davon Rechts- und Beratungskosten												
61	1.5.14.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden												
62	1.5.15.	davon Reisekosten und Auslösungen												
63	1.5.16.	davon Bewirtung und Geschenke												
64	1.5.17.	davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen												
65	1.5.18.	davon Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV												
66	1.5.19.	Sonstiges												
67	2.	kalkulatorische Abschreibungen												
68	2.1.	Abschreibungen Sachanlagevermögen												
69	2.2.	Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen												
70	2.2.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten												
71	2.2.2.	Sonstiges												
72	2.3.	Abschreibungen Finanzanlagen und Wertpapiere des Umlaufvermögens												
73	2.3.1.	Abschreibungen auf Finanzanlagen												
74	2.3.2.	Abschreibungen auf Wertpapiere des Umlaufvermögens												
75	3	Kalk. Eigenkapitalverzinsung												
76	4	Kalk. Gewerbesteuer												
77	i.a.	Netzkosten i.a. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse												
78	5	Kostenmindernde Erlöse und Erträge												
79	5.1.	Erlöse aus Konzessionsabgaben												
80	5.2.	andere aktivierte Eigenleistungen												
81	5.3.	Erträge aus Beteiligungen												
82	5.3.a	davon aus verbundenen Unternehmen												

geschwätzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
	Position	Kostenarten	Netzkosten nach Konsolidierung [€]		davon		dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [€]		Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [€]		Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 I.V.m. Abs. 2 ARegV [€]	
10												
83	5.4.	Erträge aus Auflösung von Netzzuschussbeträgen										
84	5.5.	Erträge aus Auflösung von Baukostenzuschüssen										
85	5.6.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens										
86	5.6.a	davon aus verbundenen Unternehmen										
87	5.7.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge										
88	5.7.1.	Erträge aus Finanzanlagen										
89	5.7.1.1.	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen										
90	5.7.1.2.	davon Erträge aus Cash-Pooling										
91	5.7.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln										
92	5.7.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen										
93	5.7.2.2.	Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)										
94	5.7.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht										
95	5.7.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen										
96	5.7.2.5.	Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens										
97	5.7.2.6.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten										
98	5.7.2.7.	Anderer sonstige Zinsen und ähnliche Erträge										
99	5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge										
100	5.8.1.	Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste gem. § 5 Abs. 3 GasNZV (§ 15 Abs. 3 GasNZV a.F.)										
101	5.8.1.1.	Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffungen										
102	5.8.1.2.	Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren										
103	5.8.1.3.	Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich										
104	5.8.1.4.	Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen										
105	5.8.1.5.	Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten										
106	5.8.2.	Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerung gem. § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
107	5.8.3.	Erträge aus Auflösung von Rückstellungen gem. § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
108	5.8.4.	Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom										
109	5.8.5.	Erlöse aus Differenzmengen										
110	5.8.6.	Anderer Sonstige Erlöse										
111	5.8.6.a	davon Umsatzerlöse aus für Dritte erbrachte Dienstleistungen										
112	5.8.7.	Anderer sonstige Erträge										
113		zusätzliche Verzinsung für Standardisierung										
114	i.b.	Netzkosten i.b. nach Abzug kostenmindernder Erlöse										
115												
116												
117												
118												
119												
120												
121												
122												

geschwärzt

**Bestimmung des Ausgangsniveaus der
kalenderjährlichen Erlösbergrenzen nach § 6 Abs. 1 ARegV**

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV ermittelt die Beschlusskammer das Ausgangsniveau für die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der GasNEV. Die zweite Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2013. 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.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Gas (2013 bis 2017) sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. §§ 4 bis 9 GasNEV zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 GasNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 GasNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 GasNEV, unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 GasNEV, zusammen. Bilanzielle und kalkulatorische Kosten sind nur insoweit anzusetzen, als sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 4 Abs. 1 S. 1 GasNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, S. 1 GasNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG). Gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV, der die Unanwendbarkeit von § 3 Abs. 1 S. 4, 2. Hs. GasNEV statuiert, ist dabei die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ausgeschlossen. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, sind gem. § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV nicht zu berücksichtigen.

Die so ermittelten Netzkosten, die gem. § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösbergrenzen bilden, ergeben sich aus Anlage 1-NB (Zelle F105) und betragen

geschwärzt

Die Beschlusskammer hat der Prüfung, neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht, den Erhebungsbogen zu Grunde gelegt, der vom Netzbetreiber über das Energiedatenportal übermittelt wurde. Bei der Übermittlung wurde die Bezeichnung der XLS-Datei mit einem Datum und einem sog. Hashwert versehen, um eine eindeutige Kennzeichnung der Datei zu ermöglichen. Welcher Erhebungsbogen der Prüfung zu Grunde gelegt wurde, ist den **Anlagen 1-NB bis 6-NB (jeweils Zelle B9)** zu entnehmen.

1. Aufwandsgleiche Kosten

Aufwandsgleiche Kosten sind zu berücksichtigen, wenn sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, Abs. 2 S. 1 GasNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG).

Aufwandsgleiche Kosten sind nur anzuerkennen, wenn sie einen eindeutigen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen. Kosten, die nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes zu dienen bestimmt sind, sind folglich nicht zu berücksichtigen. Demgemäß sind Kosten, die ihrem Entstehensgrunde oder ihrem Verwendungszweck nach dem Vertrieb oder anderen Unternehmensaktivitäten zuzuordnen sind, grundsätzlich nicht auf den Netzbetrieb bezogen und somit nicht berücksichtigungsfähig.

Der Netzbetreiber ist darlegungs- und beweisverpflichtet für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem Rechnungswesen des Netzbetreibers entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange der Netzbetreiber nicht selber die beurteilungsrelevanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber; die Mitwirkungslast begrenzt die Amtsaufklärungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

Die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ist gem. § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV ausgeschlossen. § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV regelt, dass § 3 Abs. 1 S. 4, 2. HS GasNEV bei der Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV keine Anwendung findet. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die auf einer Besonderheit

des Geschäftsjahres beruhen, sind gem. § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV ebenfalls nicht zu berücksichtigen.

1.1. Aufwendungen für Differenzmengen (Ziffer 1.1.2.6)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für Differenzmengen sind nicht zu berücksichtigen, da diese eine Verrechnungsposition zu den entsprechenden Erlösen aus Differenzmengen darstellen. Es handelt sich bei den Differenzmengen um einen durchlaufenden Posten. Den beantragten Kosten müssen Erträge in gleicher Höhe entgegenstehen. Die Kosten für Differenzmengen waren mit den entsprechenden Erlösen zu neutralisieren.

1.2. Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, davon Sonstiges (Ziffer 1.1.2.7.)

Die vom Netzbetreiber unter Ziffer 1.1.2.7. geltend gemachten Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen durch Dritte sind in einer Höhe von **geschwärzt** nicht zu berücksichtigen. Dies betrifft Aufwendungen für Messdienstleistungen des Dienstleisters swb Messung und Abrechnung GmbH. Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für Messdienstleistungen, Messstellenbetrieb, Faktura und IV – Dienstleistungen in einer Höhe von **geschwärzt** geltend gemacht. Die Aufwendungen für diese Leistungen sind ausweislich der Erläuterung im Schreiben des Netzbetreibers vom 7.11.2011, S. 5, von **geschwärzt** im Geschäftsjahr 2006 auf **geschwärzt** im Geschäftsjahr 2010 angestiegen. Selbst unter Berücksichtigung von entsprechenden Aufwendungen, die laut Angabe des Netzbetreibers (S. 6) in Vorjahren unter der Position 1.1.2.4 ausgewiesen worden sind, ergibt sich gegenüber dem Mittelwert der Geschäftsjahre 2006 bis 2010 von **geschwärzt** ein Anstieg von **geschwärzt**. Der Netzbetreiber hat den Anstieg damit begründet, dass es sich um Aufwendungen handelt, die im Zusammenhang mit der Umsetzung neuer regulierungsrechtlicher Vorgaben zum Lieferantenwechsel und zum Gastransport- und Bilanzkreismanagement entstanden sind. Die Beschlusskammer geht jedoch davon aus, dass der überproportionale Anstieg auf Besonderheiten des Geschäftsjahres beruht.

Soweit nach § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines

bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösbergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2010 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösbergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren.

Es ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der zweiten Regulierungsperiode in voller Höhe wiederkehren. Zu berücksichtigen ist, dass der Anstieg dieser Kosten gemäß Schreiben von des Netzbetreibers vom 7.11.2011, Seite 5, insbesondere auf Aufwendungen für die der Umsetzung energiewirtschaftlicher Vorgaben, also der Implementierung, Anpassung und Aufrechterhaltung des Systemanforderungen beruhe. Die Gesamtkosten, die sich für den Netzbetreiber jedoch anteilig für die Gasverteilung im Hinblick auf die Erfordernisse der Systemanpassung tatsächlich im Zeitraum von 2009 bis 2010 ergeben haben, beziffert der Netzbetreiber im Rahmen der Angaben zum Projektaufwand "fit4BNA" gemäß Mail vom 5.6.2012, Tabelle „Projektkostenübersicht_fit4BNA.xls“, mit **geschwärzt**. Der Ausweis dieser Kosten erfolgt unter Ziffer 1.5.13. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten- oder Erlösanteile wurden daher verrätet. Es wurde für das Jahr 2010 der Mittelwert aus den Aufwendungen der Jahre 2006 bis 2010 in Höhe von **geschwärzt** anerkannt.

1.3. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Konzessionsabgaben (Ziffer 1.5.8.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für Konzessionsabgaben sind nicht zu berücksichtigen, da diese eine Verrechnungsposition zu den entsprechenden Erlösen aus Konzessionsabgaben darstellen. Die an die Gemeinden für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen gezahlten Entgelte werden den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufenden Posten. Den beantragten Kosten müssen Erträge in gleicher Höhe entgegenstehen. Die Kosten für Konzessionsabgaben waren mit den entsprechenden Erlösen zu neutralisieren, da die Netzentgelte sich zuzüglich Konzessionsabgabe verstehen und insofern eine Berücksichtigung in den Netzkosten sachfremd ist.

1.4. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Rechts- und Beratungskosten (Ziffer 1.5.13.)

Der Netzbetreiber macht unter der BAB- Position 1.5.13. sonstige betriebliche Kosten, davon Rechts- und Beratungskosten, in Höhe von **geschwärzt** geltend. Darin enthalten sind gemäß dem Bericht nach §28 GasNEV, Seite 17 sowie weiteren Schreiben des Netzbetreibers vom 7.11.2011, Seite 8 und vom 26.3.2012, Seite 9 bis 10, anteilige Kosten für das mehrjährige Projekt "fit4BNetzA": in Höhe von **geschwärzt**. Das Projekt dient der Erstumsetzung energiewirtschaftlicher Vorgaben, insbesondere im Zusammenhang mit GeLi Gas, GaBi Gas und WiM, der Implementierung von Erweiterungen und der dauerhaften Aufrechterhaltung des Systems. Die Laufzeit des Projekts erstreckt sich ausweislich der Mail vom 5.6.2012, Tabelle „Projektkostenübersicht_fit4BNA.xls“, auf die Geschäftsjahre 2009 bis 2011 und verursachte anteilige Projektkosten für die Gasverteilung von insgesamt **geschwärzt**.

Da das Projekt bereits im Jahr 2011 beendet worden ist und ein Großteil der Kosten im Basisjahr 2010 angefallen ist, handelt es sich um eine Besonderheit des Geschäftsjahres. In der Zukunft werden entsprechende Kosten in dieser Höhe nicht mehr anfallen.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zugrunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2010 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren.

Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Die anteiligen Gesamtkosten des Projekts "fit4BNetzA" betragen für die Gasverteilung **geschwärzt**. Die Gesamtkosten des Projekts werden als Besonderheit des Geschäftsjahres

über die Dauer der Regulierungsperiode verrätet. Die Beschlusskammer erkennt daher von den vom Netzbetreiber für 2010 beantragten Projektkosten "fit4BNetzA" 1/5 der anteilig für die Gasverteilung angefallenen Gesamtkosten in Höhe von **geschwärzt** also **geschwärzt** an.

Der Netzbetreiber macht unter der BAB- Position 1.5.13. weitere Kosten für Beratung nicht – SAP – Module in Höhe von **geschwärzt** geltend sowie Gerichts-, Notariats- und Prozesskosten in Höhe von **geschwärzt** Vorjahr **geschwärzt**.

Hinsichtlich der Beratungskosten nicht – SAP – Module hat der Netzbetreiber in seinem Schreiben vom 26.3.2012, Seite 10, ausgeführt, dass es sich bei diesen Kosten im Wesentlichen um kaufmännische Dienstleistungen handele, die den von der swb Netze weiterberechneten sonstigen Aufwand und Ertrag für das Jahr 2010 betreffen. Die vom Netzbetreiber als Anlage 9 zum Schreiben vom 26.3.2010 eingereichten Eingangsrechnungen weisen einen entsprechend wortgleichen Leistungsinhalt auf. Die Beschlusskammer kann anhand dieser Angaben und Nachweise nicht nachvollziehen, ob abgerechneten Leistungen tatsächlich betriebsnotwendig waren und der Gasverteilung zu zuordnen sind. Weitere Erläuterungen oder Nachweise liegen der Beschlusskammer diesbezüglich nicht vor, so dass die geltend gemachten Aufwendungen in Höhe von **geschwärzt** nicht berücksichtigt werden können.

Die vom Netzbetreiber Gerichts-, Notariat, und Prozesskosten betreffen mit **geschwärzt** eine anteilige Zuführung zur Rückstellung für arbeitsgerichtliche Verfahren der swb Netze, mit **geschwärzt** eine anteilige Zuführung zur Rückstellung Prozessrisiken aus Verfahren bezüglich der Firma Lichtblick, der Bundesnetzagentur (Erlösobergrenzen Strom und Gas) und der Firma Huth und Söhne, mit weiteren **geschwärzt** anteilige Rechtsanwaltskosten im Zusammenhang mit den Verfahren gegen die Bundesnetzagentur sowie **geschwärzt** Kosten für Gerichts- und Mahnverfahren. Nachweise dafür, warum diese Kosten gegenüber dem Vorjahr überproportional angestiegen sind, liegen der Bundesnetzagentur nicht vor. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der Anstieg 2010 auf Besonderheiten des Geschäftsjahres beruht.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zugrunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in

der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2010 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren.

Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Es ist nicht ersichtlich, dass die geltend gemachten Gerichts- Notariats- und Prozesskosten in der geltend gemachten Höhe periodisch im Laufe der zweiten Regulierungsperiode wiederkehren. Bei dem arbeitsgerichtlichen Prozess handelt es sich um ein Verfahren, das für die swb Netze geführt wird und lediglich an den Netzbetreiber anteilig weiterberechnet wird. Die Betriebsbezogenheit der Verfahren gegen die Firmen Lichtblick und Huth und Söhne sowie die geltend gemachten Kosten für Gerichts- und Mahnverfahren kann die Beschlusskammer auf Basis der vorliegenden Erklärungen und Nachweise nicht nachvollziehen. Die Weiterberechnung von Verfahrenskosten gegen die Bundesnetzagentur enthalten auch Kostenbestandteile, die der Sparte Strom zu zuordnen sind.

Die geltend gemachten Kosten für Gerichts- und Mahnverfahren in Höhe von **geschwärzt** werden daher als Besonderheit des Geschäftsjahres über die Dauer der Regulierungsperiode verrätet. Die Beschlusskammer erkennt von diesen Kosten **geschwärzt** für das Jahr 2010 an, also **geschwärzt** an.

1.5. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen (Ziffer 1.5.17.)

Kosten, die unter der Position 1.5.17 (Sonstige betriebliche Kosten, davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen) geltend gemacht werden, sind nur dann berücksichtigungsfähig, wenn es sich um Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen handelt. Uneinbringliche Forderungen liegen vor, wenn es sich um einen endgültigen Forderungsausfall handelt, d. h. die Beitreibung des Forderungsbetrages erfolglos abgeschlossen wurde (bspw. fruchtlose Zwangsvollstreckung oder Insolvenzverfahren mangels Masse eingestellt). Darüber hinaus steht die Existenz einer Versicherung gegen Forderungsausfälle einer Kostenanerkennung von Abschreibungen auf

uneinbringliche Forderungen entgegen. Das Vorliegen uneinbringlicher Forderungen ist vom Netzbetreiber ausführlich, unter Nennung der Firma des Debtors, der Höhe des Forderungsausfalls, der durchgeführten Maßnahmen im Rahmen der versuchten Beitreibung etc. darzulegen.

Der Netzbetreiber macht **geschwärzt** für Forderungsausfälle und pauschale Einzelwertberichtigung geltend. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass es sich bei dem geltend gemachten Betrag nicht um Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen handelt. Gegenteiligen Anhaltspunkte ergeben sich auch nicht aus den ergänzenden Erläuterungen im Schreiben des Netzbetreibers vom 26.3.2012, Seite 14 bis 15. Der geltend gemachte Betrag war daher vollständig zu kürzen.

1.6. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges (Ziffer 1.5.19.)

Die vom Netzbetreiber unter Ziffer 1.5.19 geltend gemachten Aufwendungen sind in einer Höhe von **geschwärzt** nicht zu berücksichtigen.

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges, in einer Höhe von **geschwärzt** geltend gemacht. Von diesen Aufwendungen entfallen gemäß Bericht des Netzbetreibers vom 30.6.2011 und des Schreibens vom 7.11.2011, S. 14, insgesamt **geschwärzt** auf Verluste aus Anlagenabgang. Diese Verluste betreffen mit **geschwärzt** die Erneuerung des Netzleitcenters und mit **geschwärzt** die Verschrottung einer Gasexpansionsanlage

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 7.11.2011 dargelegt, dass der kalkulatorische Restbuchwert des Netzleitcenters **geschwärzt** beträgt, von denen auf den Netzbetrieb **geschwärzt** entfallen.

Bei den geltend gemachten Buchverlusten handelt es sich nach Auffassung der Beschlusskammer um eine Besonderheit des Geschäftsjahres, da die Anlagenabgänge im Zusammenhang mit einmaligen betrieblichen Umstrukturierungen angefallen sind.

Soweit nach § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in

der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2010 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren. Es ist nicht ersichtlich, dass die vom Netzbetreiber geltend gemachten Buchverluste periodisch im Laufe der zweiten Regulierungsperiode in vollständiger Höhe wiederkehren. Die geltend gemachten Buchverluste werden daher als Besonderheit des Geschäftsjahres über die Dauer der Regulierungsperiode verrätet. Die Beschlusskammer erkennt daher von den vom Netzbetreiber für 2010 beantragten Buchverlusten in Höhe von insgesamt **geschwärtzt** für das Geschäftsjahr 2010 an, also **geschwärtzt** an.

2. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (§ 6 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist die Bestimmung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens erforderlich. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist gemäß § 6 Abs. 1 S. 3 GasNEV zu unterscheiden nach Anlagegütern, die vor dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Altanlage), und Anlagegütern, die ab dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Neuanlage).

Bei Altanlagen werden für den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens (maximal 40 %) Tagesneuwerte als Basis für die weiteren Berechnungen herangezogen (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 GasNEV). Die Tagesneuwerte werden mittels Indexierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Für den fremdfinanzierten Anteil des Anlagevermögens bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die weitere Wertermittlung (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV).

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind gem. § 6 Abs. 4 GasNEV ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode jahresbezogen (§ 6 Abs. 5 S. 3 und 4 GasNEV) zu ermitteln.

Zur Illustration der folgenden Darlegungen wird ergänzend ein fiktives Berechnungsbeispiel in **Anlage II** beigefügt.

2.1. Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten

Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind in § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV legal definiert als die im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Entscheidend bei der für die kalkulatorische Berechnung des Sachanlagevermögens relevanten Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlagengutes ist, dass sie den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen (Vgl. § 6 Abs. 3, 4 GasNEV). Diese Vorgabe verbietet es bspw., Anschaffungs- und Herstellungskosten durch eine Rückrechnung anhand zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Einbeziehung qualitativer Veränderungen des zu betrachtenden Gutes zu ermitteln. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die angegebenen Anschaffungs- und Herstellungskosten der Höhe nach den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen. Die Beschlusskammer behält sich vor, die Ermittlung der angegebenen Anschaffungs- und Herstellungskosten einer weiteren Überprüfung zu unterziehen. Sollte sie hierbei zu der Erkenntnis gelangen, dass die vom Netzbetreiber für die Ermittlung der kalkulatorischen Kosten zugrunde gelegten errechneten Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen, wird sie von der in § 48 VwVfG normierten Möglichkeit der Rücknahme Gebrauch machen.

Nach § 6 GasNEV bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die Wertbestimmung des Sachanlagevermögens, insofern die in Rede stehenden Vermögensteile betriebsnotwendig sind. Nicht betriebsnotwendige Vermögensteile sind nicht anzusetzen. Zum notwendigen Betriebsvermögen gehören nach allgemeiner Auffassung nicht nur Vermögensgegenstände, die unmittelbar dem Betriebszweck dienen. Vielmehr genügt es, wenn der Vermögensgegenstand mittelbar dem Betrieb dient.

Nicht aktivierten sondern z.B. über Instandhaltungsaufwand finanzierten Vermögensgegenständen fehlt die Ansatzfähigkeit schon dem Grunde nach. Da unterstellt werden muss, dass diese Beträge in der Vergangenheit schon wieder verdient wurden, ist der Netznutzer nicht durch erneuten Ansatz als Anschaffungs- und Herstellungskosten zu belasten.

2.2. Tagesneuwerte

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 GasNEV ist für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen – ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert nach § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 GasNEV – die Summe aller anlagenspezifisch ermittelten Abschreibungsbeträge zu Grunde zu legen. Nach § 6 Abs. 3 S. 1 GasNEV ist der Tagesneuwert der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte hat unter Verwendung von Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nach §§ 6 Abs. 3 S. 2, 6a GasNEV zu erfolgen).

Aufgrund der Änderung der Rechtslage zum 1.1.2013 (§ 32 Abs. 7 GasNEV) waren die von der Beschlusskammer nach § 30 Abs. 2 Nr. 2 GasNEV i.V.m. § 29 Abs. 2 EnWG am 26.10.2011 bundeseinheitlich festgelegten Preisindizes (BK9-11/602) nicht mehr heranzuziehen. Stattdessen sind die Indexreihen nunmehr nach § 6a GasNEV zu bestimmen:

Gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 6a Abs. 1 GasNEV sind folgende Indexreihen des Statistischen Bundesamtes heranzuziehen:

1. für die Anlagengruppen I.2 Grundstücksanlagen, I.3 Betriebsgebäude, I.4 Verwaltungsgebäude, III.8 Gebäude, Verkehrswege und V.9 Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen) der Anlage 1 die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
2. für die Anlagengruppen Rohrleitungen und Hausanschlussleitungen IV.1.1 Stahlleitungen PE ummantelt, IV.1.2 Stahlleitungen kathodisch geschützt, IV.1.3 Stahlleitungen bitumiert, IV.2 Grauguss (> DN 150), IV.3 Duktiler Guss, IV.4 Polyethylen (PE-HD) und IV.5 Polyvinylchlorid (PVC) der Anlage 1 die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
3. für die Anlagengruppen IV.1.1 Stahlleitungen PE ummantelt, IV.1.2 Stahlleitungen kathodisch geschützt und IV.1.3 Stahlleitungen bitumiert, der Anlage 1, die für den Gastransport mit einem Druck größer als 16 bar ausgelegt sind, a) die Indexreihe Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und –Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 40 Prozent und b) die Indexreihe

Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 60 Prozent;

4. für alle übrigen Anlagengruppen, mit Ausnahme der Anlagengruppe I.1 Grundstücke der Anlage 1, der Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

§ 6a Abs. 2 GasNEV bestimmt, dass, sofern die in Absatz 1 genannten Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nicht für den notwendigen Zeitraum der Vergangenheit verfügbar sind, der Ermittlung der Tagesneuwerte Ersatzindexreihen zu Grunde zu legen sind, die mit den in Absatz 1 genannten Indexreihen zu verketteten sind. Absatz 2 regelt neben den zu verwendenden Ersatzreihen die Verkettungsmethodik. Hierbei werden Verkettungsfaktoren bestimmt, die sich jeweils aus der Division des am weitesten in der Vergangenheit liegenden Indexwertes der Indexreihe gemäß Absatz 1 durch den Indexwert der Ersatzindexreihe für dasselbe Beobachtungsjahr ergeben. Die Ersatzindexreihe wird jeweils mit dem Verkettungsfaktor multipliziert und dadurch umbasiert. Dies führt dazu, dass die Preisänderung unverändert bleibt. Die Verkettungsmethodik entspricht der Verkettungsmethodik in den Erläuterungen des Statistischen Bundesamtes zur Fachserie 16 und 17.

Es sind folgende Ersatzindexreihen heranzuziehen:

1. für die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, ohne Umsatzsteuer a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, mit Umsatzsteuer (statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
2. für die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), mit Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);

3. für die Indexreihe Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl a) für den Zeitraum von 2000 bis 2004 die Indexreihe Rohre aus Eisen oder Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index Erzeugerpreise gewerblicher Produkte), b) für den Zeitraum von 1968 bis 1999 die Indexreihe Präzisionsstahlrohre, nahtlos und geschweißt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und c) für den Zeitraum vor 1968 die Indexreihe Eisen und Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte);
4. für die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

Aus den in Absatz 1 und 2 genannten Indexreihen werden gemäß § 6a Abs. 3 GasNEV Indexfaktoren bestimmt. Der Tagesneuwert im Basisjahr eines im Jahr t angeschafften Anlagegutes ergibt sich durch die Multiplikation des Indexfaktors des Jahres t mit den historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten. Der Indexfaktor des Jahres t ergibt sich aus dem Quotienten des Indexwertes des Basisjahres und dem Indexwert des Jahres t und ist auf vier Nachkommastellen zu runden.

Gilt das Basisjahr 2010, ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2010 und dem Indexwert des Jahres t . Multipliziert man somit den Indexfaktor des Jahres t mit dem Indexwert des Jahres t , ergibt sich der Indexwert des Jahres 2010. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2010) beträgt somit 1. Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2010 angeschafft wurden, handelt es sich um Neuanlagen, so dass hierbei gemäß § 6 Absatz 4 der GasNEV keine Berücksichtigung zu Tagesneuwerten erfolgt und ein Faktorwert für diese Jahre nicht benötigt wird.

Die neue Fassung des § 6 GasNEV sieht vor, dass für die Rohrleitungen aus Stahl (Anlagengruppe IV.1.1-IV.1.3 der Anlage 1 der GasNEV) Indexreihen zu verwenden sind, die vom jeweiligen Druck der Leitung abhängen. Für Rohrleitungen aus Stahl von höchstens 16 bar, ist hiernach am aktuellen Rand die Indexreihe „Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer“ (vgl. Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) anzuwenden. Für die Stahlrohrleitungen, die für den Gastransport mit einem Druck größer als 16 bar ausgelegt sind, ist ein Mischindex anzuwenden, der sich zu 40% aus der Indexreihe „Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und – Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl“ (vgl. Statistisches Bundesamt, Fachserie 17,

Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und zu 60% aus der Indexreihe „Ortskanäle“ zusammensetzt.

Die so bestimmten Index- und Faktorwerte für die einzelnen Anlagengruppen ergeben sich aus **Anlage PI**.

2.3. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus der Summe der Einzelabschreibungen aller Sachanlagen. Hierbei ist zwischen Altanlagen (vor dem 01.01.2006 aktiviert) und Neuanlagen (ab dem 01.01.2006 aktiviert) zu unterscheiden. Alt- und Neuanlagen unterscheiden sich dadurch, dass für Altanlagen – im Gegensatz zu den Neuanlagen – eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte gemäß § 6 Abs. 2, 3 und 4 GasNEV vorzunehmen ist. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind gem. § 6 Abs. 5 S. 3 GasNEV jahresbezogen zu ermitteln. Dafür ist nach § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

Grundstücke dürfen nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV folgt, dass Grundstücke im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1 HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z. B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

2.3.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln (§ 6 Abs. 2 S. 1 GasNEV). Der eigenfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ist der zu Grunde zu legende Restwert zu Tagesneuwerten multipliziert mit der Eigenkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer; der fremdfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ergibt sich aus den relevanten Restwerten zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten multipliziert mit der Fremdkapitalquote und geteilt durch die anwendbare

Restnutzungsdauer (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 i.V.m. § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 GasNEV; § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV).

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach GasNEV durch § 6 Abs. 2, 5 i.V.m. § 32 Abs. 3 und § 6 Abs. 6 S. 5 GasNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Altanlage ist nach folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{Restwert}_{TNW,i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{EKQuote} + \frac{\text{Restwert}_{AK/HK,i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{FKQuote}$$

Hierbei ist die Restnutzungsdauer des Anlagegutes i (Restnutzungsdauer $_i$) gleich der Differenz aus der Nutzungsdauer nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV und der Anzahl der vergangenen Jahre seit Errichtung des Anlagegutes. In der Formel beschreiben der Restwert TNW,i den kalkulatorischen Restwert der Anlage i zu Tagesneuwerten und der Restwert $AK/HK,i$ den kalkulatorischen Restwert der Anlage i zu Anschaffungs- und Herstellungskosten.

2.3.2. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Die kalkulatorische Jahresabschreibung ergibt sich demnach aus dem Quotienten der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV gewählten Nutzungsdauer. Eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte entfällt für Neuanlagen gemäß § 6 Abs. 4 GasNEV.

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach GasNEV durch § 6 Abs. 4, 5 und 6 S. 5 GasNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Neuanlage ist demnach entsprechend folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{AK/HK}_i}{\text{ND}_i}$$

2.4. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2010 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2010 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen.

Grundlage für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist § 6 i.V.m. § 32 Abs. 3 GasNEV. Grundsätzlich gilt, dass jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV linear abzuschreiben ist und die

jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen ist (§ 6 Abs. 2 und 5 GasNEV).

Es werden die vom Netzbetreiber angegebenen Nutzungsdauern zu Grunde gelegt, sofern sich diese innerhalb der Spanne der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV befinden. Liegt die gewählte Nutzungsdauer unterhalb des unteren Wertes der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV, wird der untere Wert der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV zu Grunde gelegt. Liegt die gewählte Nutzungsdauer oberhalb des oberen Wertes der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV, wird der obere Wert der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV zu Grunde gelegt.

2.5. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Neuanlagen) wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.1-NB (Zellen D12 – D52)** und bezogen auf die kalkulatorischen Restwerte Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – jeweils gesondert für den Anteil der auf die FK- und EK-Quote entfällt und ebenfalls gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.1-NB (Zellen B12 – C 52)**. Die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergibt sich aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.1-NB (Zelle E 52)**.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Neuanlagen) wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.2-NB (Zellen D12 – D52 und G12 – G 52)** und bezogen auf die kalkulatorischen Restwerte Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.2-NB (Zellen B12 – C52 und E12 – F52)**.

Die den Berechnungen zu Grunde liegenden Werte (originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) und die durchgeführten Berechnungen zur Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 6-NB**. Die Berechnungsmethodik wird in **Anlage II** nochmals umfassend erläutert.

2.6. Aktivierung von Anlagegütern

Auf Seite 11 seines Berichts schreibt der Netzbetreiber, die Position Sonstiges enthielte sowohl „Elektromaterial sowie Rohre und Armaturen **geschwärzt** als auch „Mess- und Regelgeräte incl. Zubehör **geschwärzt** Anlagegüter in der Gasversorgung sind allerdings gemäß der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern der Anlage 1 GasNEV aktivierungspflichtig. Entsprechend hat die Beschlusskammer die Aufwendungen in Höhe von **geschwärzt** und **geschwärzt** gekürzt und als zu aktivierende Anlagen berücksichtigt. Die Aktivierung der Mess- und Regelgeräte erfolgte in Höhe von **geschwärzt** unter der Anlagengruppe „2010 Messeinrichtungen“ Die Aktivierung der Armaturen und Rohre erfolgte in Höhe von **geschwärzt** unter der Anlagengruppe „2010 Armaturen/Armaturenstationen“.

3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Die Verzinsung des vom Netzbetreiber eingesetzten Eigenkapitals erfolgt gem. § 7 Abs. 1 GasNEV im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich gem. § 7 Abs. 1 GasNEV unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV aus der Summe der

1. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV
2. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV
3. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und
4. Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklagenanteil

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

Zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat somit eine Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 GasNEV zu erfolgen. Bei Altanlagen sind die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 und 2 GasNEV sowohl auf Tagesneuwertbasis, als auch auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bestimmen. Für Neuanlagen erfolgt die Restwertbestimmung gemäß § 7 Abs.1 S. 2 Nr. 3 GasNEV ausschließlich auf Basis der Anschaffungs- und

Herstellungskosten. Grundstücke sind hierbei gemäß § 7 Abs.1 S. 3 GasNEV immer zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlage- und Umlaufvermögens jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2010 und der Jahresabschreibung 2010 errechnet.

Bei Neuanlagen die im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV aktiviert wurden, erfolgt keine Berechnung des Jahresanfangsbestands der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens, da dieser grundsätzlich Null beträgt. Gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV ist bei der Mittelwertbildung der jeweilige Jahresanfangsbestand und der Jahresendbestand zugrunde zulegen. Nach dem Grundsatz der Bilanzidentität gemäß § 252 Abs. 1 Nr. 1 HGB müssen die Wertansätze der Eröffnungsbilanz des Geschäftsjahres im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV mit denen der Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres übereinstimmen. Da in der Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres die erst im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV aktivierten Neuanlagen denklogisch noch nicht vorhanden sein können, beträgt der anzusetzende Jahresanfangsbestand für im Basisjahr aktivierte Neuanlagen Null. Gegen diese Bewertung spricht auch nicht die Regelung des § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV, da ansonsten für die im Basisjahr angeschafften Werte des Sachanlagevermögens, anders als für alle anderen Bilanzpositionen, die Mittelwertbildung aufgehoben wäre. Evident wollte der Verordnungsgeber durch § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV lediglich eine Klarstellung des § 6 Abs. 5 S. 3 GasNEV erreichen und damit deutlich machen, dass die kalkulatorischen Abschreibungen jahresgenau zu erfolgen haben. Auch systematisch steht § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV in einem eindeutigen Zusammenhang zu § 6 Abs. 5 S. 3 GasNEV. Demgegenüber besteht jedoch kein systematischer Bezug zu der in § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV geregelten Mittelwertbildung. Dies wäre nur dann der Fall, wenn der Verordnungsgeber, abweichend von § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV, den Abschreibungsbeginn auf den 31.12. eines Kalenderjahres fingiert hätte.

Nach Sinn und Zweck des § 6 Abs. 4 S. 3 GasNEV gilt das Vorstehende auch für Netzbetreiber die ein abweichendes Geschäftsjahr aufweisen, mit der Maßgabe, dass ein Zugang zum ersten Tag des Geschäftsjahres zu unterstellen ist (z.B. 01.10. des Kalenderjahres).

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 GasNEV). Die Berechnung

der Eigenkapitalverzinsung hat entsprechend der Systematik der GasNEV in fünf Schritten zu erfolgen:

- (1.) Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote (§ 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV),
- (2.) Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV),
- (3.) Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigenden Eigenkapitalanteils (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV),
- (4.) Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital (§ 7 Abs. 3 GasNEV) und
- (5.) Ermittlung der Zinsen die auf die beiden Eigenkapitalanteile entfallen (§ 7 Abs. 6 und Abs. 1 S. 3 GasNEV).

Bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung wurden die in **Anlage 3-NB** aufgeführten Vermögenswerte und Kapitalpositionen zu Grunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich in **Anlage 4-NB**.

3.1. Kalkulatorischen Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV

3.1.1. Grundsätze

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich die kalkulatorische Eigenkapitalquote rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital (*BNEK I*) und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (*BEV I*). Dabei wird auch das betriebsnotwendige Eigenkapital auf der Grundlage des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten errechnet.

Die kalkulatorische Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV berechnet sich demnach aus den folgenden Positionen:

	Kalk. Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK
+	Betriebsnotwendige Finanzanlagen
+	Betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
+	Grundstücke zu historischen AK/HK
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u>

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist für jede einzelne Position, die in die Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals einfließt, der Mittelwert aus dem Jahresanfangs- und Jahresendbestand zu Grunde zu legen. Die kalkulatorische Eigenkapitalquote ist dann der Quotient aus dem so definierten *BNEK I* und dem *BNV I*.

3.1.2. Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten

Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung der Eigenkapitalquote ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Die berücksichtigungsfähigen Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Altanlagen und die Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Neuanlagen ergeben sich aus **Anlage 3-NB (Zellen H18 und H30)**.

3.1.3. Umlaufvermögen

Vom Netzbetreiber geltend gemacht wurde Umlaufvermögen wie in unten stehender Tabelle aufgezeigt:

Position	Geltend gemachter Anfangsbestand [€]	Geltend gemachter Endbestand [€]
5.2. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	geschwärzt	
5.4. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks		

Voraussetzung für die Anerkennung von Umlaufvermögen ist gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV, dass diese betriebsnotwendig, d. h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich, sind. Außerdem sind nach § 4 Abs. 1 GasNEV i.V.m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sich daher bei seiner unternehmerischen Entscheidung, welches Finanzanlage- und Umlaufvermögen er als effizient für seinen Betrieb ansieht, an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber orientieren. Des Weiteren sind gem. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

Der Netzbetreiber konnte nicht nachweisen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen in vollem Umfang berücksichtigungsfähig ist. Hierfür hätte er nachweisen müssen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen betriebsnotwendig ist und der Maßgabe des § 4 Abs. 1 GasNEV i.V.m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (BGH, EnVR 79/07 – „SWU Netze GmbH“).

Die Beschlusskammer geht im Grundsatz davon aus, dass ein effizienter Netzbetreiber regelmäßig Umlaufvermögen, also liquide Mittel und Forderungen, in Höhe von jedenfalls 1/12 eines Jahresumsatzes vorhält; vor diesem Hintergrund ist ein dementsprechender Ansatz des Netzbetreibers grundsätzlich berücksichtigungsfähig, sofern entsprechende Nachweise vorliegen. Bei der Bewertung der Jahresumsätze des Netzbetriebs stellt die Beschlusskammer insoweit auf die berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Netzkosten ab. Dabei ist berücksichtigt, dass der Netzbetrieb in der Regel monatliche Zahlungsströme erhält. Macht der Netzbetreiber hingegen Umlaufvermögen von mehr als 1/12 eines netzkostenbezogenen Jahresumsatzes geltend, hat der Netzbetreiber nachzuweisen, dass der gesamte Bestand an Umlaufvermögen betriebsnotwendig ist und der Maßgabe des § 4 Abs. 1 GasNEV i.V.m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (BGH, EnVR 79/07 – „SWU Netze GmbH“). Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass es sich beim Netzbetrieb regelmäßig um eine sehr kapitalintensive Wirtschaft handelt, die einer intensiveren Vorhaltung von liquiden Mittel nicht bedarf (s.o.).

Der Netzbetreiber konnte nicht nachweisen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen in in vollem Umfang berücksichtigungsfähig ist. Hierfür hätte er nachweisen müssen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen der Maßgabe des § 4 Abs. 1 GasNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 20).

Das Umlaufvermögen umfasst umlaufende bzw. umzusetzende Vermögensgegenstände. Der Bestand dieser Vermögensgegenstände ändert sich durch Zu- und Abgänge häufig. Im Gegensatz zum Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dient, befindet sich das Umlaufvermögen nur kurze Zeit im Unternehmen.

Bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen kann davon ausgegangen werden, dass diese in der Regel möglichst effizient wirtschaften und dass die liquiden Mittel bzw. Forderungsbestände somit effizient eingesetzt und betriebsnotwendig sind. Bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen handelt es sich jedoch nicht um im Wettbewerb stehende Unternehmen, so dass ein Beweis des ersten Anscheins nicht gegeben sein kann.

Auch die Investitionstätigkeit bzw. das Investitionsverhalten des Unternehmens ändert nichts an der Einstufung eines beträchtlichen Teils des Umlaufvermögens als nicht betriebsnotwendig.

Der Wechsel von Investitionszyklen, d.h. von Zeitabschnitten mit erhöhten Investitionen, die von Zeitabschnitten mit niedrigen Investitionen abgelöst werden, gebietet keinen erhöhten Bestand an Umlaufvermögen. Selbst wenn die meisten Anlagegüter lange Abschreibungszeiträume aufweisen, sind diese in der Regel zeitversetzt, so dass aus den verdienten Abschreibungen Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stehen. Werden für einen längeren Zeitraum keine Investitionen getätigt, ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht effizient, liquide Mittel zu horten. Das Umlaufvermögen hat keine Sparsbuchfunktion. Zum Umlaufvermögen gehören Vermögensgegenstände, deren Bestand sich durch Zu- und Abgänge häufig ändert. Es ist daher gerade kein dauernd dem Betrieb dienender Vermögensgegenstand, sondern ein Wirtschaftsgut, das dem sofortigen Verbrauch dient (vgl. die ständige Rechtsprechung des BFH: Urteil v. 31.05.2001, Az.: IV R 73/00, juris: Rd.-Nr. 10; Urteil v. 28.05.1998, Az. XR 80/94, juris: Rd.-Nr. 30).

Die Investitionsfähigkeit des Unternehmens wird u. a. durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen gewährleistet. Sollte die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen hingegen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen auch Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kostengünstig kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven Geldmittelvorhaltung bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch eine langfristige und damit kostenintensive Kapitalansammlung für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind.

Sofern aus dem Umlaufvermögen keine Zinseinnahmen entstehen, können diese nicht einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 GasNEV unterworfen werden (vgl. hierzu BGH, Beschl. v. 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine Zinsen für das ausgewiesene Umlaufvermögen geltend gemacht, zeigt das vielmehr, dass dieses für den Betrieb des Netzes nicht notwendig ist.

Der Netzbetreiber hat keine Nachweise vorgelegt, die eine Anerkennung von Umlaufvermögen von mehr als 1/12 eines netzkostenbezogenen Jahresumsatzes als

betriebsnotwendig erscheinen lassen. Gemäß den Ausführungen im Schreiben des Netzbetreibers vom 26.3.2012, Seite 17 bis 20 hat der Netzbetreiber den Ansatz des Umlaufvermögens in voller Höhe insbesondere deshalb gefordert, weil er die Betriebsbezogenheit und die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens vollumfänglich belegen könne und die Kürzung des Umlaufvermögens unter Beibehaltung des Abzugskapitals betriebswirtschaftlich abwegig sei.

Der Netzbetreiber verkennt dabei jedoch insoweit die Besonderheiten der energiewirtschaftlichen Netzentgeltregulierung, die sich hinsichtlich der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze insbesondere aus den speziellen Regelungen der GasNEV ergeben. Bereits die bisherige Regulierungspraxis gewährleistet die eine angemessene Refinanzierung des Netzbetreibers. Dies zeigt sich beim Netzbetreiber bereits dadurch, dass er im Basisjahr gemäß Tätigkeiten - Bilanz und Tätigkeiten - GuV des Berichts über die Jahresabschlussprüfung 2010, Anlage Tätigkeitsabschluss, Seite 6 und Seite 10, im Bereich Gasverteilung bei einem handelsrechtlichen Eigenkapital von **geschwärzt** und Umsatzerlösen von **geschwärzt** einen Jahresüberschuss von **geschwärzt** erzielt hat.

Weiterhin ist im Bereich des Umlaufvermögens explizit festzuhalten, dass Kapital, das nicht Anlagevermögen, sondern Umlaufvermögen deckt, in der Regel nur kurzfristig gebunden ist und verzinslich umgeschichtet werden kann. Die Beschlusskammer hat demzufolge Umlaufvermögen von 1/12 des netzkostenbezogenen Jahresumsatzes berücksichtigt.

3.1.4. Abzugskapital

Rückstellungen – sonstige Rückstellungen (Ziffer 8.3.)

Ausweislich des Rückstellungsspiegels 2010 (Tabellenblatt „A4.1 RSt 2010“ des Erhebungsbogens, Ziffer 1.3.3.2., Spalte XI: „Endbestand“ i. V. m. den Spalten XII und XIII: „Berücksichtigung des Bestandes in A3.1 Überleitung Bilanz 2010 vor Hinzurechnungen/Kürzungen“) beläuft sich der Rückstellungsbestand für den negativen Regulierungskontosaldo zum 31.12.2010 auf **geschwärzt**. Dieser Bestand wurde vom Netzbetreiber im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (Tabellenblatt „B1. EK-Verzinsung“) nicht als Abzugskapital berücksichtigt (Rückstellungsspiegel 2010, Ziffer 1.3.3.2. Spalten XIV und XV: „Berücksichtigung des Bestandes in B1. Kalk. EK-Verzinsung“).

Die Beschlusskammer hat diesen Bestand jedoch im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals berücksichtigt, da dem Netzbetreiber in der Vergangenheit mehr Entgelte zugeflossen sind, als ihm gemäß der zulässigen kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zustanden. Damit liegt eine Mittelstundung durch die Netzkunden vor. Wirtschaftlich betrachtet handelt es sich hierbei um verzinsliches

Fremdkapital des Netzbetreibers, das von den Netznutzern zur Verfügung gestellt wird und durch Rückstellungsbildung in der Bilanz des Netzbetreibers zu erfassen ist.

3.1.5. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 GasNEV (BNV I) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 GasNEV (BNEK I)

Unter Berücksichtigung der zuvor aufgeführten berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, der berücksichtigungsfähigen Finanzanlagen und des berücksichtigungsfähigen Umlaufvermögens ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen nach § 6 GasNEV (BNV I) aus Anlage 3-NB (Zelle H53) bzw. Anlage 4-NB (Zelle C12).

Abzüglich des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals ergibt sich das betriebsnotwendige Eigenkapital nach § 6 GasNEV (BNEK I) aus Anlage 3-NB (Zelle H65) bzw. Anlage 4-NB (Zelle C13).

Die hieraus resultierende Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich aus Anlage 4-NB (Zelle C14).

3.2. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 7 GasNEV (BNV II) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II)

Verzinsungsbasis der Eigenkapitalzinsen ist das betriebsnotwendige Eigenkapital, wie es in § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV vorgegeben ist. Im Überblick:

	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote (max. 40 %)
+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote (min. 60 %)
+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen zu historischen AK/HK
+	Grundstücke zu historischen AK/HK
+	betriebsnotwendige Finanzanlagen
+	betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u>

Zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 GasNEV (*BNV II*) sind somit die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Alt- und Neuanlagen zu ermitteln. Hierbei sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen kalkulatorischen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen gem. § 6 GasNEV anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung des betriebsnotwendigen Vermögens ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Grundstücke sind gem. § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1, 2 i.V.m. § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV wird auch im Rahmen der Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals die Eigenkapitalquote der Altanlagen auf höchstens 40 % begrenzt. In der Konsequenz dürfen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten maximal mit einem Anteil von 40 % in die Bestimmung der Basis der Eigenkapitalzinsen einfließen. Da die Fremdkapitalquote die Differenz zwischen 100 % und der Eigenkapitalquote ist (§ 6 Abs. 2 S. 5 GasNEV), müssen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend mit mindestens 60 % gewichtet werden.

Übersteigt die ermittelte Eigenkapitalquote, die sich aus **Anlage 4-NB (Zelle C14)** ergibt, einen Anteil von 40% so ist diese gemäß § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV auf 40 % zu begrenzen.

Unter Zugrundelegung dieser Eigenkapitalquote ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen gemäß § 7 GasNEV (*BNV II*) aus **Anlage 4-NB (Zelle C20)**. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich aus **Anlage 4-NB (Zelle C24)**.

3.3. Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigenden Eigenkapitalanteils

Nach § 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV ist der die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigende Anteil des Eigenkapitals nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Soweit das nach § 7 Abs. 1 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, ist folglich das betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) in zwei Anteile zu zerlegen. Zu bestimmen ist zunächst der Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene

Eigenkapitalquote nicht überschreitet ($BNEK II \leq 40\%$), sodann der Eigenkapitalanteil, der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigt ($BNEK II > 40\%$).

Bei einer Eigenkapitalquote von mehr als 40 % ist der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigende Eigenkapitalanteil ($BNEK II \leq 40\%$) wie folgt zu ermitteln:

$$BNEK II \leq 40\% = BNV II * 0,4$$

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapitalanteil im Sinne von § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV ($BNEK II > 40\%$) errechnet sich dann nach folgender Formel:

$$BNEK II > 40\% = BNEK II - BNEK II \leq 40\% = BNEK II - (BNV II * 0,4)$$

Soweit das nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital ($BNEK II$) nicht mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens ($BNV II$) beträgt, hat demgegenüber keine Aufteilung des $BNEK II$ zu erfolgen. Denn ein die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigender Anteil des Eigenkapitals ist in diesem Fall nicht gegeben.

3.4. Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital ($BNEK II$) auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 GasNEV). Die Aufteilung erfolgt nach den Maßgaben, wie es in § 7 Abs. 3 S. 2 und 3 GasNEV vorgegeben ist. Der Anteil der kalkulatorischen Restwerte der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (Anteil SAV_{neu}) ergibt sich aus dem Quotienten aus den kalkulatorischen Restwerten der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten und den kalkulatorischen Restwerten des gesamten Sachanlagevermögens und somit der Summe aus den kalkulatorischen Restwerten (RW) der Alt- und Neuanlagen (SAV_{alt} und SAV_{neu}).

	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu AK/HK
/	[Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV (max. 40 %)]
+	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV (min. 60 %)
+	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu historischen AK/HK]
=	<u>Anteil SAV_{neu}</u>

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAValt) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAVneu).

Der Anteil der Altanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB (Zelle C26)**.

Der Anteil der Neuanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB (Zelle C27)**.

3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 31.10.2011, unter dem Aktenzeichen BK4-11/304, den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 9,05 % und für Altanlagen auf 7,14 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

Die Verzinsung des Eigenkapitalanteils, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, errechnet sich demnach wie folgt:

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 9,05\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 7,14\%$$

Verfügt der Netzbetreiber hingegen nicht über Sachanlagevermögen sind die Bilanzwerte mit dem für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzins zu verzinsen.

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gemäß § 32 Abs. 8 GasNEV ab dem 01.01.2013 nach § 7 Abs. 7 GasNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV). Der Zinssatz bestimmt sich gem. § 7 Abs. 7 S. 1 GasNEV als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen. Im Einzelnen ergeben sich diese Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekendarlehen“.¹

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

¹ Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

Jahr	Hypotheken-Pfandbriefe [%]	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [%]	Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt [%]	Ø Reihen [%]
2001	4,9	5,9	4,7	
2002	4,7	6,0	4,6	
2003	3,7	5,0	3,8	
2004	3,6	4,0	3,7	
2005	3,1	3,7	3,2	
2006	3,8	4,2	3,7	
2007	4,4	5,0	4,3	
2008	4,5	6,3	4,0	
2009	3,3	5,5	3,1	
2010	2,5	4,0	2,4	
Ø 10 Jahre	3,85	4,96	3,75	4,19

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2001 bis 2010 eine durchschnittliche Rendite von 4,19 % ab.

3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Bis zu der zu Grunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) aus **Anlage 4-NB (Zellen C31 und C32)**. Für das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) ergibt sich die Verzinsung aus **Anlage 4-NB (Zelle C33)**.

4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Gemäß § 8 GasNEV kann im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Genehmigung der Netzentgelte wird daher ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Bei dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssatz handelt es sich um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor

Körperschaftsteuer.² Ein Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst erfolgt nicht. § 8 S. 2 GasNEV ist entfallen.

Die nach § 8 GasNEV anerkennungsfähige Gewerbesteuer ist allein nach den kalkulatorischen Maßstäben der GasNEV zu ermitteln. Die in der netzspezifischen Gewinn- und Verlustrechnung als zusätzlicher Gewinn erscheinende Differenz zwischen den kalkulatorischen Abschreibungen und den bilanziellen Abschreibungen (sog. Scheingewinn bzw. -verlust) ist somit nicht Teil der Bemessungsgrundlage für den kalkulatorischen Gewerbesteueransatz. Dies ist von der höchstrichterlichen Rechtsprechung bestätigt worden (siehe etwa BGH v. 14.08.2008, KVR 34/07 - SW Speyer, Rn. 86 ff.).

Entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz wird auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, KVR 81/07, S. 10).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 7,14\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 9,05\% \\ * + BNEK II > 40\% * 4,19\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in **Anlage 5-NB (Zelle C16)** ausgewiesen.

5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge gemäß § 9 Abs. 1 GasNEV

5.1. Erlöse aus Konzessionsabgaben (Ziffer 5.1.)

Die Entgelte des Netzbetreibers für den Gasnetzzugang werden exklusive der Konzessionsabgabe gebildet; Kosten und Erlöse der Konzessionsabgabe sind daher nur ein durchlaufender Posten der Kostenkalkulation. Insofern wurden die Kosten für Konzessionsabgaben mit den entsprechenden Erlösen neutralisiert.

5.2. Zinserträge (Ziffer 5.7.2.2)

Soweit die Beschlusskammer den Ansatz der Netzbetreiber bezüglich der liquiden Mittel und der Forderungen bei der Ermittlung der berücksichtigungsfähigen Eigenkapitalverzinsung gekürzt hat, hat die Beschlusskammer im selben prozentualen Verhältnis auch die von dem Netzbetreiber angesetzten Zinserträge gekürzt.

² BR-Drs. 247/05 S.30.

5.3. Sonstige Erlöse und Erträge, Erlöse aus Differenzmengen (Ziffer 5.8.5.)

Kosten und Erlöse aus Differenzmengen sind nur ein durchlaufender Posten der Kostenkalkulation. Die Kosten aus Differenzmengen wurden mit den entsprechenden Erlösen neutralisiert.

5.4. Andere sonstige Erlöse (Ziffer 5.8.6.)

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 26.3.2012, Seite 21, Aufwendungen für Bestandsveränderungen in Höhe von **geschwärzt** nachträglich geltend gemacht und dazu vorgetragen, dass der Bestand unter Ziffer 5.8.6 insoweit überhöht sei. Die Beschlusskammer hat aufgrund dieses Sachvortrags die anderen sonstigen Erlöse um **geschwärzt** auf **geschwärzt** gekürzt.

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARagV
- Netzkosten -

Unternehmen wesernetz Bremerhaven GmbH
 Abkürzungen BK9-11/NB193
 Betriebsnummer 12001433
 Netznummer 1
 EHB

Nummer	Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber [€]	Kürzung durch BNetzA (gesamt) [€]	Hinzurechnung durch BNetzA (gesamt) [€]	Netzkosten gem. GasNEV [€]
11					
12	1	Aufwandsgleiche Kosten			
13	1.1	Materialkosten			
14	1.1.1	davon Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
15	1.1.1.1	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie			
16	1.1.1.2	Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie			
17	1.1.1.3	Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch			
18	1.1.1.4	Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie			
19	1.1.1.5	Sonstiges			
20	1.1.2	davon Aufwendungen für bezogene Leistungen			
21	1.1.2.1	Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber			
22	1.1.2.2	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur			
23	1.1.2.3	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebführung			
24	1.1.2.4	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen			
25	1.1.2.5	Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Basisbilanzausgleich			
26	1.1.2.6	Aufwendungen für Differenzmengen			
27	1.1.2.7	Sonstiges			
28	1.2	Personalkosten			
29	1.2.1	Löhne und Gehälter			
30	1.2.2	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
31	1.2.2.1	davon für Altersversorgung			
32	1.2.2.2	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
33	1.3	Fremdkapitalzinsen (Zinsen und ähnliche Aufwendungen)			
34	1.3.1	davon gegenüber verbundenen Unternehmen			
35	1.3.2	davon gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
36	1.3.3	davon gegenüber Kreditinstituten			
37	1.3.4	Sonstiges			
38	1.4	Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)			
39	1.4.1	davon KFZ-Steuer			
40	1.4.2	davon Grundsteuer			
41	1.4.3	davon Sonstiges			
42	1.5	Sonstige betriebliche Kosten			
43	1.5.1	davon für sonstige Flexibilitätendienstleistungen			
44	1.5.2	davon für die Erstellung/Bereitstellung eines Informationssystems über die Kapazitätsauslastung (§ 10 GasNZV a.F.)			
45	1.5.3	davon aus der Vorgabe zur Reduzierung der Marktgebiete gemäß § 21 Abs. 1 GasNZV			
46	1.5.4	davon für die Einrichtung und den Betrieb einer Handelsplattform § 12 GasNZV (§ 14 Abs. 1 GasNZV a.F.)			
47	1.5.5	davon für die Durchführung der Versteigerung nach § 10 Abs. 5 GasNZV a.F.			
48	1.5.6	davon aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten nach § 9 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV (§ 6 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 GasNZV a.F.)			
49	1.5.7	davon Wartung und Instandsetzung			
50	1.5.8	davon Konzessionsabgaben			
51	1.5.9	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge			
52	1.5.10	davon Versicherungen			
53	1.5.11	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften			

geschwärtzt

**Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
- Netzkosten -**

5	Unternehmen	wesernetz Bremerhaven GmbH
6	Aktenzeichen	BKG-11/0193
7	Betriebsnummer	12001433
8	Netznummer	1
9	EHB	

11	Nummer	Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber [€]	Kürzung durch BNetzA (gesamt) [€]	Hinzurechnung durch BNetzA (gesamt) [€]	Netzkosten gem. GasNEV [€]
54	1.5.12	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten				
55	1.5.13	davon Rechts- und Beratungskosten				
56	1.5.14	davon Sponsoring, Werbung, Spenden				
57	1.5.15	davon Reisekosten und Auslösungen				
58	1.5.16	davon Bewirtung und Geschenke				
59	1.5.17	davon Einzelwerbberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen				
60	1.5.18	davon Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV				
61	1.5.19	davon Sonstiges				
62	2	Kalkulatorische Abschreibungen				
63	2.1	Abschreibungen Sachanlagevermögen				
64	2.2	Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen				
65	2.2.1	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten				
66	2.2.2	Sonstiges				
67	2.3	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
68	2.3.1	Abschreibungen auf Finanzanlagen				
69	2.3.2	Abschreibungen auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
70	3	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung				
71	4	Kalkulatorische Gewerbesteuer				
72	la.	Netzkosten i.a. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse				
73	5	Kostenmindernde Erlöse und Erträge				
74	5.1	Erlöse aus Konzessionsabgaben				
75	5.2	Andere aktivierte Eigenleistungen				
76	5.3	Erträge aus Beteiligungen				
77	5.4	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen				
78	5.5	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen				
79	5.6	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens				
80	5.7	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
81	5.7.1	Erträge aus Finanzanlagen				
82	5.7.1.1	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen				
83	5.7.1.2	davon Erträge aus Cash-Pooling				
84	5.7.2	Erträge aus Forderungen, sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln				
85	5.7.2.1	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
86	5.7.2.2	Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
87	5.7.2.3	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
88	5.7.2.4	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen				
89	5.7.2.5	Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens				
90	5.7.2.6	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten				
91	5.7.2.7	Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
92	5.8	Sonstige Erlöse und Erträge				
93	5.8.1	Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste gemäß § 5 Abs. 3 GasNZV a.F.				
94	5.8.1.1	Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffenheiten				
95	5.8.1.2	Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren				

geschwärtzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
- Netzkosten -

5 Unilehrlern wesemetz Bramelhaven GmbH
6 Aktenzeichen BK9-11/8193
7 Betriebsnummer 12001433
8 Netznummer 1
9 EHB

Nummer	Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber [€]	Kürzung durch BNetzA (gesamt) [€]	Hinzurechnung durch BNetzA (gesamt) [€]	Netzkosten gem. GasNEV [€]
11					
96	5.8.1.3 Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich				
97	5.8.1.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen				
98	5.8.1.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten				
99	5.8.2 Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerungen gemäß § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.				
100	5.8.3 Erlöse aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.				
101	5.8.4 Erlöse aus Verkauf von Erntungsstrom				
102	5.8.5 Erlöse aus Differenzmengen				
103	5.8.6 Andere sonstige Erlöse				
104	5.8.7 Andere sonstige Erträge				
105	I.b. Netzkosten i.b. nach Abzug kostenmindernder Erlöse				

geschwärzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
 - Kalkulatorische Abschreibungen -

Unternehmen: wesernetz Bremerhaven GmbH
 Aktienzeichen: BK3-11/8193
 Betriebsnummer: 12001433
 Netznnummer: 1
 EHD: 1

Anlagegruppe	Kalkulatorische Abschreibung auf AKHK-Basis für ALT-Anlagen multipliziert mit der FK-Quote	Kalkulatorische Abschreibung auf TNW-Basis für ALT-Anlagen multipliziert mit der EK-Quote	Kalkulatorische Abschreibung auf AKHK-Basis für NEU-Anlagen	Summe der kalkulatorischen Abschreibungen
	[€]	[€]	[€]	[€]
11				
12	Grundstückanlagen, Bauten für Transportwesen			
13	Betriebsgebäude			
14	Verwaltungsgebäude			
15	Gesamlagen, Eisenbahnwagen			
16	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Vermittlungseinrichtungen			
17	Werkzeuge/Geräte			
18	Lagereinrichtung			
19	Hardware			
20	Software			
21	Leichtfahrzeuge			
22	Schwerfahrzeuge			
23	Gasbehälter			
24	Erdgasverdichtung			
25	Gasreinigungsanlagen			
26	Piping und Armaturen			
27	Gasmessanlagen			
28	Sicherheitsvorrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)			
29	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)			
30	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)			
31	Verkehrswege			
32	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl PE ummantelt ≤ 10 bar			
33	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl PE ummantelt > 10 bar			
34	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt ≤ 10 bar			
35	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt > 10 bar			
36	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl bituminisiert ≤ 10 bar			
37	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl bituminisiert > 10 bar			
38	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Grauguss (≥ DN 150)			
39	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Ductile Guss			
40	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)			
41	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyvinylchlorid (PVC)			
42	Armaturen/Armaturenstationen			
43	Mischbehälter			
44	Sicherheitsvorrichtungen (Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen)			
45	Gaszähler der Verteilung			
46	Hausedruckregler/Zählerregler			
47	Messvorrichtungen			
48	Regelvorrichtungen			
49	Sicherheitsvorrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
50	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
51	Verdichter in Gasmaschinen			
52	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
53	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
54	Fahrer/kenanlagen			
55	GESAMT			

geschwärzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
 - Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens -

5 Unternehmen	wesernetz Bremerhaven GmbH
6 Aktienzeichen	BK9-11/B193
7 Betriebsnummer	12001433
8 Netznummer	1
9 EHB	

Anlagegruppen	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für ALT-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf TNW-Basis für ALT-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für NEU-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für ALT-Anlagen (Endbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf TNW-Basis für ALT-Anlagen (Endbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für NEU-Anlagen (Endbestand) [€]
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32						
33						
34						
35						
36						
37						
38						
39						

geschwärzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
 - Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens -

Unternehmen wesernetz Bremerhaven GmbH
 Aktienzeichen BK9-11/8193
 Betriebsnummer 12001433
 Netznummer 1
 EHB

Anlagengruppen	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für ALT-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf TNW-Basis für ALT-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für NEU-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für ALT-Anlagen (Endbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf TNW-Basis für ALT-Anlagen (Endbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für NEU-Anlagen (Endbestand) [€]
40 Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)						
41 Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyvinylchlorid (PVC)						
42 Armaturen/Armaturenstationen						
43 Moichschleusen						
44 Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen)						
45 Gaszähler der Verteilung						
46 Hausdruckregler/Zählerregler						
47 Messeinrichtungen						
48 Regeleinrichtungen						
49 Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
50 Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
51 Verdichter in Gasanlagen						
52 Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
53 Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
54 Fernwärmanlagen						
55 GESAMT						

geschwärzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 9 Abs. 1 ARRegV
 - Betriebsnotwendiges Vermögen I / Betriebsnotwendiges Eigenkapital I -

1	2	3	4	5	6	7	8		9	10
							C	D		
1	Unternehmen	weremich Baunetzwerte GmbH								
2	Abkürzung	BAG-160192								
3	Abkürzung	1001433								
4	Abkürzung									
5	Abkürzung									
6	Abkürzung									
7	Abkürzung									
8	Abkürzung									
9	Abkürzung									
10	Abkürzung									
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										
33										
34										
35										
36										
37										
38										
39										
40										
41										
42										
43										

geschwärzt

Bestimmung des Ausgangsniiveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
 - Betriebsnotwendiges Vermögen I / Betriebsnotwendiges Eigenkapital I -

		C		D		E		F		G		H		I		J		K		L		M			
		Zwischenspositionen gem. HGB/Handr				Bestandspositionen gem. GAB/RE				Zwischenspositionen gem. HGB/Handr				Bestandspositionen gem. GAB/RE				Zwischenspositionen gem. HGB/Handr				Bestandspositionen gem. GAB/RE			
		Gesamtwert der Bestandspositionen (Nennparstanz)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Endbestand)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Anfangsstand)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Endbestand)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Nennparstanz)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Endbestand)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Anfangsstand)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Endbestand)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Nennparstanz)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Endbestand)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Anfangsstand)		Gesamtwert der Bestandspositionen (Endbestand)	
11		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
12		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
13		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
14		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
15		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
16		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
17		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
18		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
19		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
20		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
21		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
22		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
23		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
24		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
25		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K		K	
4	Umsatz																								
5	Umsatz																								
6	Umsatz																								
7	Umsatz																								
8	Umsatz																								
9	Umsatz																								
10	Umsatz																								
11	Umsatz																								
12	Umsatz																								
13	Umsatz																								
14	Umsatz																								
15	Umsatz																								
16	Umsatz																								
17	Umsatz																								
18	Umsatz																								
19	Umsatz																								
20	Umsatz																								
21	Umsatz																								
22	Umsatz																								
23	Umsatz																								
24	Umsatz																								
25	Umsatz																								

geschwärzt

	A	B	C
1			Anlage 4-NB
2			
3		Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV	
4		- Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gem. § 7 GasNEV -	
5	Unternehmen	wesernetz Bremerhaven GmbH	
6	Aktenzeichen	BKR-11/8193	
7	Betriebsnummer	12001433	
8	Netznummer	1	
9	EHB		
10			
11		Position	Betriebsnotwendige Positionen gem. GasNEV
12		Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 6 GasNEV (BNV I)	geschwärzt
13		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 6 GasNEV (BNEK I)	
14		Eigenkapitalquote gem. § 6 Absatz 2 GasNEV (EKQ I)	
15		Fremdkapitalquote gem. § 6 Absatz 2 GasNEV (FKQ I)	
16		Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen Altanlagen zu AKVHK multipliziert mit der Fremdkapitalquote gem. § 6 Absatz 2 GasNEV	
17		Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen Altanlagen zu TNW multipliziert mit der Eigenkapitalquote gem. § 6 Absatz 2 GasNEV	
18		Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen Neuanlagen zu AKVHK	
19		Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens	
20		Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 7 GasNEV (BNV II)	
21		Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil	
22		Abzugskapital	
23		Verzinsliches Fremdkapital	
24		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV (BNEK II)	
25		Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKQ II)	
26		auf Altanlagen entfallender Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. § 7 Absatz 3 GasNEV	
27		auf Neuanlagen entfallender Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. § 7 Absatz 3 GasNEV	
28		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bis EKQ = 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	
29		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bis EKQ = 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	
30		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV über EKQ = 40 %	
31		Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 GasNEV) bis EKQ = 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	
32		Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 GasNEV) bis EKQ = 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	
33		Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 GasNEV) über EKQ = 40%	
34		SUMME Eigenkapitalverzinsung	

	A	B	C
1	Anlage 5-NB		
2	Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV		
3	- Kalkulatorische Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV -		
4			
5	Unternehmen	wesernetz Bremerhaven GmbH	
6	Aktenzeichen	BK9-11/8193	
7	Betriebsnummer	12001433	
8	Netznummer	1	
9	EHB		
10			
11	Position		Positionen gem. GasNEV
12	Hebesatz		geschwärzt
13	Steuermesszahl		
14	Gewerbesteuersatz		
15	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gem. § 7 GasNEV		
16	Kalkulatorische Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV		

	A	B	C	Q	P	Q	P	Q	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC
3																		
4	Unternehmen:	Wessend, Branstetter GmbH																
5	Adresse:	BIS-1 (A) 50																
6	Branchen:	1300 (K)																
7	Einzelnummer:	1																
8	Abteilung:	DVB																
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		
17																		
18																		
19																		
20																		
21																		
22																		
23																		
24																		
25																		
26																		
27																		
28																		
29																		
30																		
31																		
32																		
33																		
34																		
35																		
36																		
37																		
38																		
39																		
40																		
41																		
42																		
43																		
44																		
45																		
46																		
47																		
48																		
49																		
50																		
51																		
52																		
53																		
54																		
55																		
56																		
57																		
58																		
59																		
60																		
61																		
62																		
63																		
64																		
65																		
66																		
67																		
68																		
69																		
70																		
71																		
72																		
73																		
74																		
75																		
76																		
77																		
78																		
79																		
80																		
81																		
82																		
83																		
84																		
85																		
86																		
87																		
88																		
89																		
90																		
91																		
92																		
93																		
94																		
95																		
96																		
97																		
98																		
99																		
100																		

geschwärzt

	A	B	C	AD	ALE	AF	AG	AH
3								
4	Verenigd Koninkrijk							
5	Verenigd Koninkrijk							
6	Verenigd Koninkrijk							
7	Verenigd Koninkrijk							
8	Verenigd Koninkrijk							
9	Verenigd Koninkrijk							
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								
40								
41								
42								
43								
44								
45								
46								
47								
48								
49								
50								
51								
52								
53								
54								
55								
56								
57								
58								
59								
60								
61								
62								
63								
64								
65								
66								
67								
68								
69								
70								
71								
72								
73								
74								
75								
76								
77								
78								
79								
80								
81								
82								
83								
84								
85								
86								
87								
88								
89								
90								
91								
92								
93								
94								
95								
96								
97								
98								
99								
100								

geschwärtzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARagV
 - Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalk. Restwerte und kalk. Abschreibungen des Sachanlagevermögens -

Weserzelle Bauunternehm GmbH
 BfSt-11/61/33
 Sachanlageverm 1.000/420
 Maßstabwert 1
 EHB

10	11	12	Anlagegruppe	Anschaffungs- jahr	Historische ANBRK bezogen auf das Anschaffungskjahr gem. Betragsänderung	Kontostundenwert BilanzA		Anpassende bilanzielle Wiederholung gem. Betragsänderung	Kontostundenwert BilanzA		Puffergebnis BilanzA	Puffergebnis BilanzA	Restwertungsdatum zum		
						Kürzung "-"	Erhöhung "+"		Kürzung "-"	Erhöhung "+"			31.03.2003 Bilanzlage 4204	31.03.2004 Bilanzlage 4204	1.1.2003 Nr. 20/0001-4204
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															
35															
36															
37															
38															
39															
40															
41															
42															
43															
44															
45															
46															
47															
48															
49															
50															
51															
52															
53															
54															
55															
56															
57															
58															
59															
60															
61															
62															
63															
64															
65															
66															
67															
68															
69															
70															
71															
72															
73															
74															
75															
76															
77															
78															
79															
80															
81															
82															
83															
84															
85															
86															
87															
88															
89															
90															
91															
92															
93															
94															
95															
96															
97															
98															
99															
100															

geschwärtzt

A		B		C		AE	AF	AG	AH
Z									
3	Unternehmen	wesermidz Biennachven GmbH							
4	Abwärtswert	BIS-11/01/03							
5	Beziehungsart	1000/033							
6	Nein								
7	Ergebnis								
8	Ergebnis								
9	Ergebnis								
10	Ergebnis								
11	Ergebnis								
12	Ergebnis								
13	Ergebnis								
14	Ergebnis								
15	Ergebnis								
16	Ergebnis								
17	Ergebnis								
18	Ergebnis								
19	Ergebnis								
20	Ergebnis								
21	Ergebnis								
22	Ergebnis								
23	Ergebnis								
24	Ergebnis								
25	Ergebnis								
26	Ergebnis								
27	Ergebnis								
28	Ergebnis								
29	Ergebnis								
30	Ergebnis								
31	Ergebnis								
32	Ergebnis								
33	Ergebnis								
34	Ergebnis								
35	Ergebnis								
36	Ergebnis								
37	Ergebnis								
38	Ergebnis								
39	Ergebnis								
40	Ergebnis								
41	Ergebnis								
42	Ergebnis								
43	Ergebnis								
44	Ergebnis								
45	Ergebnis								
46	Ergebnis								
47	Ergebnis								
48	Ergebnis								
49	Ergebnis								
50	Ergebnis								
51	Ergebnis								
52	Ergebnis								
53	Ergebnis								
54	Ergebnis								
55	Ergebnis								
56	Ergebnis								
57	Ergebnis								
58	Ergebnis								
59	Ergebnis								
60	Ergebnis								
61	Ergebnis								
62	Ergebnis								
63	Ergebnis								
64	Ergebnis								
65	Ergebnis								
66	Ergebnis								
67	Ergebnis								
68	Ergebnis								
69	Ergebnis								
70	Ergebnis								
71	Ergebnis								
72	Ergebnis								
73	Ergebnis								
74	Ergebnis								
75	Ergebnis								
76	Ergebnis								
77	Ergebnis								
78	Ergebnis								
79	Ergebnis								
80	Ergebnis								
81	Ergebnis								
82	Ergebnis								
83	Ergebnis								
84	Ergebnis								
85	Ergebnis								
86	Ergebnis								
87	Ergebnis								
88	Ergebnis								
89	Ergebnis								
90	Ergebnis								
91	Ergebnis								
92	Ergebnis								
93	Ergebnis								
94	Ergebnis								
95	Ergebnis								
96	Ergebnis								
97	Ergebnis								
98	Ergebnis								
99	Ergebnis								
100	Ergebnis								
101	Ergebnis								
102	Ergebnis								
103	Ergebnis								
104	Ergebnis								
105	Ergebnis								
106	Ergebnis								
107	Ergebnis								
108	Ergebnis								
109	Ergebnis								
110	Ergebnis								
111	Ergebnis								
112	Ergebnis								
113	Ergebnis								
114	Ergebnis								
115	Ergebnis								
116	Ergebnis								
117	Ergebnis								
118	Ergebnis								
119	Ergebnis								
120	Ergebnis								
121	Ergebnis								
122	Ergebnis								
123	Ergebnis								
124	Ergebnis								
125	Ergebnis								
126	Ergebnis								
127	Ergebnis								
128	Ergebnis								
129	Ergebnis								
130	Ergebnis								
131	Ergebnis								
132	Ergebnis								
133	Ergebnis								
134	Ergebnis								
135	Ergebnis								
136	Ergebnis								
137	Ergebnis								
138	Ergebnis								
139	Ergebnis								
140	Ergebnis								
141	Ergebnis								
142	Ergebnis								
143	Ergebnis								
144	Ergebnis								
145	Ergebnis								
146	Ergebnis								
147	Ergebnis								
148	Ergebnis								
149	Ergebnis								
150	Ergebnis								
151	Ergebnis								
152	Ergebnis								
153	Ergebnis								
154	Ergebnis								
155	Ergebnis								
156	Ergebnis								
157	Ergebnis								
158	Ergebnis								
159	Ergebnis								
160	Ergebnis								
161	Ergebnis								
162	Ergebnis								
163	Ergebnis								
164	Ergebnis								
165	Ergebnis								
166	Ergebnis								
167	Ergebnis								
168	Ergebnis								
169	Ergebnis								
170	Ergebnis								
171	Ergebnis								
172	Ergebnis								
173	Ergebnis								
174	Ergebnis								
175	Ergebnis								
176	Ergebnis								
177	Ergebnis								
178	Ergebnis								
179	Ergebnis								
180	Ergebnis								
181	Ergebnis								
182	Ergebnis								
183	Ergebnis								
184	Ergebnis								
185	Ergebnis								
186	Ergebnis								
187	Ergebnis								
188	Ergebnis								
189	Ergebnis								
190	Ergebnis								
191	Ergebnis								
192	Ergebnis								
193	Ergebnis								
194	Ergebnis								
195	Ergebnis								
196	Ergebnis								
197	Ergebnis								
198	Ergebnis								
199	Ergebnis								
200	Ergebnis								

geschwärzt

A	B	C	AD	AE	AF	AG	AH
3							
4	Mikrofinanz						
5	Mikrofinanz						
6	Mikrofinanz						
7	Sachanlagen						
8	Mikrofinanz						
9	BHI						
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
51							
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
59							
60							
61							
62							
63							
64							
65							
66							
67							
68							
69							
70							
71							
72							
73							
74							
75							
76							
77							
78							
79							
80							
81							
82							
83							
84							
85							
86							
87							
88							
89							
90							
91							
92							
93							
94							
95							
96							
97							
98							
99							
100							
101							
102							
103							
104							
105							
106							
107							
108							
109							
110							
111							
112							
113							
114							
115							
116							
117							
118							
119							
120							
121							
122							
123							
124							
125							
126							
127							
128							
129							
130							
131							
132							
133							
134							
135							
136							
137							
138							
139							
140							
141							
142							
143							
144							
145							
146							
147							
148							
149							
150							
151							
152							
153							
154							
155							
156							
157							
158							
159							
160							
161							
162							
163							
164							
165							
166							
167							
168							
169							
170							
171							
172							
173							
174							
175							
176							
177							
178							
179							
180							
181							
182							
183							
184							
185							
186							
187							
188							
189							
190							
191							
192							
193							
194							
195							
196							
197							
198							
199							
200							



Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zum Ausgleich des Regulierungskontosaldos

1.	Vorbemerkungen	1
2.	Positionen im Regulierungskonto.....	2
2.1.	Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen	2
2.1.1.	Zulässige Erlöse	2
2.1.1.1.	Zulässige Erlöse 2009	3
2.1.1.2.	Zulässige Erlöse 2010	4
2.1.1.3.	Zulässige Erlöse 2011	7
2.1.2.	Erzielbare Erlöse	9
2.2.	Differenz aus vorgelagerten Netzkosten.....	11
2.3.	Differenz aus volatilen Kostenanteilen.....	12
2.4.	Differenz zwischen den für das Kalenderjahr entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.....	12
3.	Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode	13
3.1.	Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2011	13
3.2.	Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge.....	14
3.3.	Berechnung der Zu- und Abschläge.....	16

1. Vorbemerkungen

Zur Ermittlung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode sind gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 RegV Zu- bzw. Abschläge zu ermitteln, die sich aus dem Saldo des Regulierungskontos zum 31.12.2011 ergeben und diesen ausgleichen. Die Zu- und Abschläge sind gemäß § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV zu verzinsen.

Für die Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode wird zunächst der Saldo zum 31.12.2011 ermittelt. Dieser wird sodann um ein Jahr aufgezinnt, um zu berücksichtigen, dass die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst im Jahre 2013 beginnt.

Der Ausgleich des aufgezinnten Saldos zum 31.12.2011 erfolgt in 5 gleichmäßigen Raten ab dem Jahr 2013. Zusätzlich erfolgt eine Verzinsung des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Saldos nach § 5 Abs. 4 S. 3 ARegV. Der Zinssatz für die Aufzinsung im Jahr 2012 und den gesamten Auflösungszeitraum entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der von der Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen "festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten" der Kalenderjahre 2002 bis 2011 in Höhe von 3,58 %.

2. Positionen im Regulierungskonto

Die einzelnen Positionen im Regulierungskonto ergeben sich aus § 5 Abs. 1 ARegV. Für den Gasbereich sind dies im Einzelnen:

1. die Differenz zwischen den nach § 4 RegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklungen erzielbaren Erlösen (§ 5 Abs. 1 S. 1 ARegV),
2. die Differenz aus den tatsächlichen und den in der Erlösobergrenze enthaltenen Kosten aus der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV i. m. V. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV),
3. die Differenz aus den im jeweiligen Kalenderjahr entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV (volatile Kosten) und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen (§ 5 Abs. 1 S. 2 ARegV i. V. m. § 11 Abs. 5 ARegV) sowie
4. die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder durch Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG sowie § 44 GasNZV verursacht wird (§ 5 Abs. 1 S. 3 ARegV).

Gemäß § 34 Abs. 2 ARegV wird der Regulierungskontosaldo abweichend von § 5 Abs. 4 ARegV für die ersten drei Jahre der ersten Regulierungsperiode ermittelt. Die jeweils in den Jahren 2009, 2010 und 2011 entstandenen Differenzen sind der Anlage R1.2 zu entnehmen.

2.1. Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz der zulässigen Erlöse und der vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse im Regulierungskonto zu erfassen.

2.1.1. Zulässige Erlöse

Die zulässigen Erlöse bestimmen sich gemäß § 4 ARegV. Dabei ist die gemäß § 4 Abs. 1, 2 ARegV bestimmte Erlösobergrenze nach Maßgabe von § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV kalenderjährlich vom Netzbetreiber anzupassen. Dies umfasst die Anpassung der jeweiligen kalenderjährlichen Erlösobergrenze in Folge von:

- Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV),
- Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr.1 bis 3, 6 bis 11, 13 und 14 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S.2 und 3 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Weiterhin können Anpassungen aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach §34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung) sowie einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (analog) erfolgen.

Zudem können jeweils auf Antrag des Netzbetreibers gemäß § 4 Abs. 4 ARegV Anpassungen der Erlösobergrenze in Folge von beschiedenen Anträgen

- nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV) und
- einer nicht zumutbaren Härte gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV

gewährt werden.

Eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 5 ARegV (Qualitätselement) war für den Zeitraum 2009 bis 2011 nicht relevant.

Der Netzbetreiber hat am 05.01.2012 einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit der Beschlusskammer geschlossen. Durch diesen wurden die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen neu festgelegt. Damit dem Netzbetreiber die über die festgelegten Erlösobergrenzen der Jahre 2009 bis 2011 hinausgehenden Differenzen zeitnah zufließen können, wurde eine Auszahlung über die Kalenderjahre 2012 und 2013 vereinbart. Die Berechnung der Beträge und der Verzinsung ergibt sich aus § 3 in Verbindung mit der Anlage 1 des Vertrags. Es erhöhen sich somit die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2012 und 2013. Hinsichtlich der Bestimmung der Ab-/Zuschläge aufgrund des Regulierungskontos ist daher weiterhin - auch bei Vorliegen eines Netzübergangs nach § 26 ARegV - auf die zulässigen Erlöse der einzelnen Jahre vor Abschluss des öffentlich-rechtlichen Vertrages abzustellen.

2.1.1.1. Zulässige Erlöse 2009

Die Beschlusskammer hat mit Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG vom 15.12.2008 (BK9-08/885) eine kalenderjährliche Erlösobergrenze für das Jahr 2009 festgelegt. Eine detaillierte Aufgliederung der Erlösobergrenze findet sich in Anlage R2.

In der Anlage R1.2, wird die festgelegte Erlösobergrenze des Jahres 2009 den diesbezüglichen Angaben des Netzbetreibers gegenübergestellt.

Eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 ARegV erfolgte erstmalig zum 01.01.2010 (§ 4 Abs. 2 S. 3 ARegV) und ist damit für die Ermittlung der zulässigen Erlöse des Jahres 2009 nicht relevant.

Mehr- und Mindererlöse nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV der Jahre 2006 und 2007 wurden bereits bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode berücksichtigt und sind damit in den ausgewiesenen festgelegten Erlösobergrenzen enthalten.

Sofern Anpassungen aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV stattgefunden haben, sind diese erst ab dem Jahr 2010 relevant.

Falls Anträge auf Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2009 gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gestellt wurden, wurden diese von der Beschlusskammer abgelehnt. Aufgrund der höchstrichterlichen Rechtsprechung des BGH vom 28.06.2011 (BGH, EnVR 34/10 - WEMAG und EnVR 48/10 - EnBW) wurden die sich aufgrund eines Erweiterungsfaktors für 2009 ergebenden Beträge im Wege eines öffentlich-rechtlichen Vertrags zukunftsgerichtet an den Netzbetreiber ausgekehrt. Hinsichtlich der Bestimmung der Ab-/Zuschläge aufgrund des Regulierungskontos ist weiterhin auf die zulässigen Erlöse der einzelnen Jahre vor Abschluss des öffentlich-rechtlichen Vertrages abzustellen (s. o.).

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV (Härtefall) erfolgte nicht.

Damit ist hinsichtlich der zulässigen Erlöse des Jahres 2009 auf die von der Beschlusskammer festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze des Jahres 2009 abzustellen.

2.1.1.2. Zulässige Erlöse 2010

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2010 findet sich in Anlage R2.1 in Zelle D15 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt (Zelle C15).

Die Beschlusskammer hat die vom Netzbetreiber gemäß § 28 Nr. 1 ARegV mitgeteilten zulässigen Erlöse des Jahres 2010 geprüft und dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 18.07.2011 die aus ihrer Sicht zulässigen Erlöse mitgeteilt.

Mit Mitteilung vom 25.07.2011 hat der Netzbetreiber geäußert, dass hinsichtlich der Erlösobergrenze 2010 aus seiner Sicht kein Anpassungsbedarf besteht.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in der Anlage R2.1 Zelle G15 und H15 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze (Zelle F15) gegenübergestellt. Eine detaillierte Aufgliederung der Erlösobergrenze 2010, in die einzelnen Bestandteile der Erlösobergrenzenformel gemäß Anlage 1 ARegV, findet sich in Anlage R2 in der Spalte F.

2.1.1.2.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2010 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex in Höhe von 106,60 zu verwenden.

Abweichungen im Vergleich zu den Angaben des Netzbetreibers werden in Anlage R.2.1 Zelle E23 dargestellt.

2.1.1.2.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11, 13 und 14 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 3, 6 bis 11, 13 und 14, S. 2 und S. 3 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen. Eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV erfolgte erstmalig zum 1.1.2010 (§ 4 Abs. 2 S. 3 ARegV). Der Netzbetreiber hat hierbei auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen.

In Anlage R2.1 Tabelle B2.2 ist dargestellt, in welcher Höhe in der Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile enthalten sind. In der zweiten Tabelle (ab Zeile 47) findet sich eine Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassungen und der aus Sicht der Beschlusskammer nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV anerkennungsfähigen Anpassungen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2010 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassun-

gen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV gemacht.

Folgende Anpassungen des Netzbetreibers zum 01.01.2010 waren aus Sicht der Beschlusskammer nicht anerkennungsfähig:

Konzessionsabgaben

Die Anpassung der Kosten und Erlöse aus Konzessionsabgaben (§ 11 Abs. 2 Nr. 2 ARegV) war zu korrigieren, da sich nach der Meldung des Netzbetreibers Kosten und Erlöse nicht in gleicher Höhe gegenüber standen. 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). Diese Kosten werden den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufenden Posten. Den beantragten Kosten müssen Erträge in gleicher Höhe entgegenstehen. Die Kosten für Konzessionsabgaben waren mit den entsprechenden Erlösen zu neutralisieren, da die Netzentgelte sich zusätzlich Konzessionsabgabe verstehen und insofern eine Berücksichtigung in den Netzkosten sachfremd ist.

2.1.1.2.3. Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung)

Eine Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung 2008) ist in der Anlage R2.1 Tabelle B2.3 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E72.

2.1.1.2.4. Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (analog)

Sofern eine Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (analog) stattgefunden hat, ist dies in der Anlage R2.1 Tabelle B 2.4 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E 79.

2.1.1.2.5. Anpassung nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Sofern die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr.1 ARegV) angepasst wurde, ist dies in der Anlage R2.1 Tabelle B2.5 dargestellt. Ab-

weichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E 86.

Bei der Bestimmung des Anpassungsbetrages aufgrund eines Erweiterungsfaktoranspruchs für das Jahr 2010 hat die Beschlusskammer den aktuell gültigen Verbraucherpreisgesamtindex zu Grunde gelegt. Sofern der Beschluss wegen Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktoranspruchs mithilfe eines abweichenden Verbraucherpreisindex ermittelt wurde, können sich hieraus Differenzen ergeben.

Der Netzbetreiber hat im Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 1 ARegV keinen Erweiterungsfaktor angegeben, den Erweiterungsfaktor jedoch bei der Berechnung der Anpassung der Erlösobergrenze vermutlich berücksichtigt.

2.1.1.2.6. Anpassung aufgrund einer nicht zumutbaren Härte gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV erfolgte nicht.

2.1.1.2.7. Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze

Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze, die bereits Bestandteile der Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV waren bzw. deren Anpassungen, sind in Tabelle C1 abgebildet.

2.1.1.3. Zulässige Erlöse 2011

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2011 findet sich in Anlage R2.2 in Zelle D15 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt (Zelle C15).

Die Beschlusskammer hat die vom Netzbetreiber gemäß § 28 Nr. 1 ARegV mitgeteilten zulässigen Erlöse des Jahres 2011 geprüft und dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 29.04.2013 die aus ihrer Sicht zulässigen Erlöse mitgeteilt.

Mit Mitteilung vom 16.05.2013 hat der Netzbetreiber geäußert, dass hinsichtlich der Erlösobergrenze 2011 aus seiner Sicht kein Anpassungsbedarf besteht.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in der Anlage R2.2 Zelle G15 und H15 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze (Zelle F15) gegenübergestellt. Eine detaillierte Aufgliederung der Erlösobergrenze 2011, in die einzelnen Bestandteile der Erlösobergrenzenformel gemäß Anlage 1 ARegV, findet sich in Anlage R2 in Spalte G.

2.1.1.3.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2011 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex in Höhe von 107,00 zu verwenden.

Abweichungen im Vergleich zu den Angaben des Netzbetreibers werden in Anlage R.2.2 Zelle E23 dargestellt.

2.1.1.3.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11, 13 und 14 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 3, 6 bis 11, 13 und 14, S. 2 und S. 3 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen. Eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV erfolgte erstmalig zum 01.01.2010 (§ 4 Abs. 2 S. 3 ARegV). Der Netzbetreiber hat hierbei auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen.

In Anlage R2.2 Tabelle B2.2 ist dargestellt, in welcher Höhe in der Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile enthalten sind. Es findet sich hierin eine Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassungen und der aus Sicht der Beschlusskammer nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV anerkennungsfähigen Anpassungen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2011 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV gemacht.

2.1.1.3.3. Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung)

Eine Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung 2008) ist in der Anlage R2.2 Tabelle B2.3 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E72.

2.1.1.3.4. Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (analog)

Sofern eine Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (analog) stattgefunden hat, ist dies in der Anlage R 2.2 Tabelle B 2.4 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E79.

2.1.1.3.5. Anpassung nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr.1 ARegV)

Sofern die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV) angepasst wurde, ist dies in der Anlage R2.2 Tabelle B2.5 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E 86.

Bei der Bestimmung des Anpassungsbetrages aufgrund eines Erweiterungsfaktoranspruchs für das Jahr 2011 hat die Beschlusskammer den aktuell gültigen Verbraucherpreisgesamtindex zu Grunde gelegt. Sofern der Beschluss wegen Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktoranspruchs mithilfe eines abweichenden Verbraucherpreisindex ermittelt wurde, können sich hieraus Differenzen ergeben.

2.1.1.3.6. Anpassung aufgrund einer nicht zumutbaren Härte gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV erfolgte nicht.

2.1.1.3.7. Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze

Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze, die bereits Bestandteile der Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV waren bzw. deren Anpassungen, sind in Tabelle C1 abgebildet.

2.1.2. Erzielbare Erlöse

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz der zulässigen Erlöse und der vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse im Regulierungskonto zu erfassen. Die erzielbaren Erlöse ermitteln sich als Produkt der tatsächlich im jeweiligen Jahr realisierten Absatzmengen und den zuvor im Rahmen der Verprobnungsrechnung gemäß § 16 GasNEV ermittelten Entgelten.

Diese werden in der Gewinn- und Verlustrechnung des jeweiligen Geschäftsjahres durch die Umsatzerlöse aus Netzentgelten abgebildet. Im Rahmen der Ermittlung der erzielbaren Erlöse hat die Beschlusskammer daher grundsätzlich auf die Umsatzerlöse zurückgegriffen.

Hierbei wird auf die Umsatzerlöse aus Netzentgelten Gas abgestellt, wobei nachträgliche Korrekturen bzw. Erlösminderungen beispielsweise im Zusammenhang mit Rückstellungsbildungen nicht anerkennungsfähig sind. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der Netzbetreiber derartige Umsatzerlöskorrekturen vollständig angezeigt hat.

Bei der Bestimmung des Regulierungskontosaldos wird gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen pro Kalenderjahr ermittelt. Die erzielbaren Erlöse ermitteln sich als Produkt der tatsächlich im jeweiligen Jahr realisierten Absatzmengen und den zuvor für das jeweilige Kalenderjahr gemäß § 17 ARegV i.V.m. §§ 13 ff GasNEV ermittelten Entgelten. Diese werden grundsätzlich in der Gewinn- und Verlustrechnung des jeweiligen Geschäftsjahres durch die Umsatzerlöse aus Netzentgelten abgebildet.

Der Netzbetreiber hat eine Korrektur der Umsatzerlöse des Jahres 2010 bzw. 2011 um sog. periodenfremde Umsatzerlöse vorgenommen.

Der Netzbetreiber begehrt, bei der Ermittlung der erzielbaren Erlöse im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Bestimmung des Regulierungskontosaldos für das Jahr 2010 bzw. 2011 die um die periodenfremden Umsatzerlöse korrigierten Umsatzerlöse und nicht die Werte aus der Gewinn- und Verlustrechnung dieses Jahres zu verwenden.

Werden in einem Jahr periodenfremde Umsatzerlöse erzielt, so stellen diese periodenfremden Umsatzerlöse grundsätzlich keine erzielbaren Erlöse im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV dar, falls sie in einem anderen Jahr bereits zuvor regulatorische Berücksichtigung fanden, z.B. im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung (§ 10 GasNEV) oder bei der Bestimmung des Regulierungskontosaldos (§ 5 ARegV).

Die im Jahr 2010 bzw. 2011 erzielten periodenfremden Umsatzerlöse beruhen auf einem Sachverhalt aus dem Jahr 2009 bzw. aus den Jahren 2009 und 2010. Für diese Jahre wurde bei Ermittlung der erzielbaren Erlöse im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Bestimmung des Regulierungskontosaldos auf die Umsatzerlöse aus der Gewinn- und Verlustrechnung abgestellt. Daher wurden die nun im Jahr 2010 bzw. 2011 erzielten periodenfremden Umsatzerlöse bislang noch nicht regulatorisch berücksichtigt. Bei der Ermittlung der erzielbaren Erlöse im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Bestimmung des Regulierungskonto-

saldos für das Jahr 2010 bzw. 2011 sind daher die Werte aus der Gewinn- und Verlustrechnung dieses Jahres zu verwenden und nicht die um die periodenfremden Umsatzerlöse korrigierten Umsatzerlöse.

Die Umsatzerlöse aus der Gewinn- und Verlustrechnung können in diesem Fall nicht dem Produkt der tatsächlich realisierten Absatzmengen und den zuvor im Rahmen der Verprobungsrechnung gemäß § 17 ARegV i.V.m. §§ 13 ff GasNEV ermittelten Entgelten im Jahr 2010 bzw. 2011 entsprechen. Dies ist jedoch nicht zu vermeiden, da auch im Jahr 2009 bzw. 2010 bei der Bestimmung des Regulierungskontosaldos auf die Umsatzerlöse aus der Gewinn- und Verlustrechnung abgestellt wurde. Die Umsatzerlöse dieses Jahres entsprachen ebenfalls nicht dem Produkt der tatsächlich realisierten Absatzmengen und den zuvor im Rahmen der Verprobungsrechnung gemäß § 16 GasNEV ermittelten Entgelten. Regulatorisch müssen die periodenfremden Umsatzerlöse indes berücksichtigt werden. Sinn und Zweck des Regulierungskontos ist unter anderem einen Ausgleich zwischen primär mengengetriebenen Schwankungen der Umsatzerlöse und der festgelegten Erlösobergrenze zu schaffen. Dem würde es widersprechen Umsatzerlöse weder in dem Jahr, dem sie eigentlich wirtschaftlich zuzuordnen wären, noch in dem Jahr, in dem sie handelsrechtlich im Jahresabschluss Berücksichtigung fanden, der Gegenüberstellung mit den nach § 4 zulässigen Erlösen zu entziehen. Der Netzbetreiber könnte auf diese Weise andernfalls in einer Regulierungsperiode einen Erlös oberhalb der Summe der Erlösobergrenzen der einzelnen Jahre der Regulierungsperiode erzielen.

Folglich wurden für das Jahr 2010 periodenfremde Aufwendungen in Höhe von **geschwärzt** und für das Jahr 2011 periodenfremde Aufwendungen in Höhe von **geschwärzt** in Abzug gebracht. Die periodenfremden Entgelte für Messung und Abrechnung des Jahres 2010 in Höhe von **geschwärzt** wurden hingegen hinzugerechnet.

Der Netzbetreiber hat die zur Ermittlung des Regulierungskontosaldos erforderlichen tatsächlich erzielten Erlöse des jeweiligen abgelaufenen Kalenderjahres im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 2 ARegV der Beschlusskammer mitgeteilt.

Nach Prüfung der mitgeteilten Daten durch die Beschlusskammer ergeben sich für die Jahre 2009 bis 2011 die in Anlage R3 dargestellten erzielbaren Erlöse.

2.2. Differenz aus vorgelagerten Netzkosten

Nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV erfolgt eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs 2 S. 1 Nr. 4 ARegV (erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen) auf Basis des Kalenderjahres, auf das die Erlösobergrenze

Anwendung finden soll. Die diesbezüglich in dem jeweiligen Erlösbergrenzenjahr enthaltenen Ansätze sind den in diesem Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten gegenüberzustellen. Die so ermittelte Differenz ist im Regulierungskontosaldo gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV zu berücksichtigen. Kostenbestandteile der Biogasumlage können ebenfalls Bestandteil dieser Differenz sein.

Gemäß seiner Mitteilungspflicht nach § 28 Nr. 2 ARegV hat der Netzbetreiber für die Kalenderjahre 2009 bis 2011 die tatsächlich entstandenen Kosten der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV übermittelt. In der Anlage R1.2 werden diese Werte den aus Sicht der Beschlusskammer korrekten Werten gegenübergestellt.

Die in der Erlösbergrenze enthaltenen bzw. tatsächlich entstandenen Kostenansätze für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen beziehen sich lediglich auf die originäre vorgelagerte Netznutzung von vorgelagerten Netzbetreibern. Kosten für vereinbarte Lastflusszusagen oder für Speichernutzungen sind nicht Bestandteil der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netznutzung.

2.3. Differenz aus volatilen Kostenanteilen

Nach § 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV erfolgt eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösbergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres bei einer Änderung von Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV (volatile Kostenanteile für die Beschaffung von Treibenergie) auf Basis des Kalenderjahres, auf das die Erlösbergrenze Anwendung finden soll. Diese Regelung war erstmalig zum 01.01.2011 anwendbar. Die diesbezüglich im Jahr 2011 enthaltenen Ansätze sind den tatsächlich entstandenen Kosten dieses Jahres gegenüberzustellen. Die so ermittelte Differenz ist im Regulierungskontosaldo gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV zu berücksichtigen.

Gemäß seiner Mitteilungspflicht nach § 28 Nr. 2 ARegV hat der Netzbetreiber für das Kalenderjahr 2011 die tatsächlich entstandenen Kosten sowie die in der Erlösbergrenze enthaltenen Ansätze der volatilen Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 ARegV angegeben. In der Anlage R1.2 wird diese Angabe dem aus Sicht der Beschlusskammer korrekten Wert gegenübergestellt.

2.4. Differenz zwischen den für das Kalenderjahr entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösbergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen

Gemäß § 5 Abs. 1 A.3 ARegV wird zusätzlich die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder

der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG a. F. sowie nach § 44 GasNZV verursacht wird.

Gemäß seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 2 ARegV hat der Netzbetreiber für die Kalenderjahre 2009 bis 2011 die Kostenveränderung für die Messung bzw. den Messstellenbetrieb inklusive der Maßnahmen gemäß § 21 b EnWG übermittelt. Diese Werte werden in der Anlage R1.2 den von der Beschlusskammer geprüften Werten gegenübergestellt.

3. Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode

3.1. Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2011

Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2011 wird durch die kalenderjährlichen Einzelbeträge für die Jahre 2009 bis 2011 hinsichtlich

- der Abweichung zwischen zulässigen bzw. verprobten Erlösen und erzielbaren Erlösen gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV,
- der Abweichung zwischen den tatsächlichen Kosten des vorgelagerten Netzes und der in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV,
- der Abweichung zwischen den tatsächlichen Kosten für Treibenergie und den in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV sowie
- den Mehrkosten aus Messstellenbetrieb oder Messung im Sinne des § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV

bestimmt. Diese Differenzbeträge werden gemäß § 5 Abs. 2 ARegV verzinst.

Der Anlage R1.2 sind die unverzinsten Differenzen der Jahre 2009 bis 2011 zu entnehmen.

Die Verzinsung erfolgt gemäß § 5 Abs. 2 ARegV auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

Für das Jahr 2009 beträgt der Zinssatz 4,09 %, für das Jahr 2010 3,80 % und für die folgenden Jahre 3,58 %.

Der Endbestand des Regulierungskontos zum 31.12.2011 ergibt sich aus den Differenzen der Jahre 2009, 2010 und 2011, die gemäß § 5 Abs. 2 ARegV zu verzinsen sind. Der Anlage R1.1 ist für die Jahre 2009, 2010 und 2011 der Vorjahressaldo, der Gesamtsaldo vor Verzinsung, die Höhe der Verzinsung sowie der jeweilige Gesamtsaldo nach Verzinsung zum 31.12 für das entsprechende Jahr zu entnehmen.

Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2011 kann ebenfalls der Anlage R1.1, Zelle F20 entnommen werden.

3.2. Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge

Grundlage für die Bestimmung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode ist der Regulierungskontosaldo zum 31.12.2011. Dieser ist für das Jahr 2012 aufzuzinsen, da die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst im Jahre 2013 beginnt. Weiterhin hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber die Anwendung der sog. optionalen Sonderlösung eingeräumt, um Beträge, die gemäß § 5 Abs. 3 ARegV in den Jahren 2012 und 2013 zu Entgeltanpassungen geführt haben, bei der Ermittlung der Zu- und Abschläge zu berücksichtigen.

Erläuterung zur optionalen Sonderlösung

Gemäß § 5 Abs. 3 S. 1 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, im Folgejahr seine Netzentgelte nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen, soweit die tatsächlich erzielbaren Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 % überschreiten. Bleiben die erzielbaren Erlöse hingegen um mehr als 5 % hinter den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres zurück, so besteht ein Wahlrecht für den Netzbetreiber, seine Entgelte nach § 17 ARegV anzupassen.

Erzielt der Netzbetreiber somit Mehrererlöse in 2009, die 5 % der zulässigen Erlöse übersteigen, sind seine Netzentgelte zum 01.01.2011 zu senken. Die durch die Netzentgeltanpassung entstandenen Mindererlöse im Jahr 2011 gehen in den Saldo zum 31.12.2011 ein.

Anders ist die Situation bei Mehrererlösen, die im Jahr 2010 oder 2011 erzielt werden. Die Anpassung der Netzentgelte erfolgt gemäß § 5 Abs. 3 ARegV zum 01.01.2012 bzw. zum

01.01.2013 und hätte somit keine Auswirkungen auf den Regulierungskontosaldo zum 31.12.2011. Die Berechnung der Zu- und Abschläge erfolgt somit auf einer Bemessungsgrundlage, in der die Anpassungsbeträge nicht enthalten sind. Da diese Beträge im Saldo verbleiben, würden sie bei der Bestimmung der Zu- und Abschläge mitberücksichtigt und damit als Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösbergrenzen der zweiten Regulierungsperiode verteilt. Es käme dadurch zu einer doppelten Rückzahlung der Mehrerlöse durch den Netzbetreiber. Die hierdurch entstandenen Mindererlöse würden verzinst erst in der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen.

Um dies zu verhindern, hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 04.10.2012 die Möglichkeit eingeräumt, von der sogenannten optionalen Sonderlösung Gebrauch zu machen. Diese sieht vor, dass Mehrerlöse, die in den Jahren 2010 und/oder 2011 entstanden sind und zu einer Anpassung der Entgelte in den Jahren 2012 und/oder 2013 geführt haben, bei der Ermittlung der Zu- und Abschläge berücksichtigt werden.

Der Netzbetreiber hat der Beschlusskammer gemäß seiner Mitteilungsverpflichtung nach § 28 Nr. 3 und 4 ARegV vom 27.12.2011 mitgeteilt, dass er im Jahr 2010 Mehrerlöse erzielt hat, die 5 % übersteigen und zum 01.01.2012 zu einer Entgeltanpassung geführt haben.

Mit Schreiben vom 11.11.2013 hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer mitgeteilt, dass er von der optionalen Sonderlösung Gebrauch macht.

Bei der Ermittlung der Zu- und Abschläge wird der Anpassungsbetrag gemäß § 5 Abs. 3 ARegV ermittelt, der sich aus Sicht des Netzbetreibers ergeben hat.

Auch bei der Ermittlung der Verzinsung des Jahres 2012 ist sodann zu berücksichtigen, dass der Endbestand des Saldos zum 31.12.2012 in Höhe der erfolgten Entgeltanpassung zu korrigieren ist. Das zu verzinsende durchschnittlich gebundene Kapital entspricht dem Mittelwert aus dem Anfangsbestand zum 01.01.2012 und dem Endbestand zum 31.12.2012. Bei einem Zinssatz von 3,58 %¹ ergibt sich die in Anlage R1.1, Zelle G19 dargestellte Verzinsung.²

¹ Eine Fixierung des Zinssatzes für zukünftige Jahre ist erforderlich, da in der Verordnung kein Anpassungsmechanismus während des Auflösungszeitraums vorgesehen ist.

² Um zu verhindern, dass Mindererlöse des Jahres 2012, die aufgrund von Mehrerlösen des Jahres 2010 entstanden sind, im Jahr 2012 im Regulierungskonto für die zweite Regulierungsperiode nochmals berücksichtigt werden, sind die erzielbaren Erlöse des Jahres 2012 um den Betrag der Mehrerlöse des Jahres 2010 zu erhöhen. Dadurch wird eine Doppelverrechnung vermieden.

Die Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode ergibt sich aus dem Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung, der in der Anlage R1.1, Zelle G20 dargestellt ist.

3.3. Berechnung der Zu- und Abschläge

Die Ermittlung der Zu- / und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Jahre 2013 bis 2017 erfolgt in 5 gleichmäßigen Raten zuzüglich der jährlichen Verzinsung der jeweiligen durchschnittlichen Kapitalbindung.

Der dabei anzuwendende Zinssatz beträgt konstant 3,58 %, was dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrenditen "festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten" der Jahre 2002 bis 2011 entspricht.

Entsprechend der oben dargestellten Ausführungen ergeben sich die in Anlage R1.1 aufgeführten Zu- / Abschläge für das Regulierungskonto für die Jahre 2013 bis 2017.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Verzinsung und Auflösung des Regulierungskonto											
2												
3	Firma des Gasnetzbetreibers		wesernetz Bremerhaven GmbH									
5	Betriebsnummer		12001433									
6	Netznummer		1									
7												
8			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
9												
10	Saldo aus Einzeldifferenzen		geschwärzt									
11												
12	Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)											
13	Reguläre Tilgung des Saldo aus Regulierungskonto											
14	Sondertilgung gemäß optionaler Sonderlösung											
15	Saldo I											
16	Saldo II											
17	Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV											
18	Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand											
19	Verzinsung des Saldo											
20	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung											
21												
22	In der Verprobung des Jahres 2011 vorgenommene Ausschüttung des Regulierungskonto											
23	In der Verprobung des Jahres 2012 vorgenommene Ausschüttung des Regulierungskonto											
24	In der Verprobung des Jahres 2013 vorgenommene Ausschüttung des Regulierungskonto											
25												

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Daten zur Berechnung des Differenzbetrages gem. § 5 Abs. 1 ARegV der Jahre 2009 - 2011												
2													
3	Firma des Gasnetzbetreibers		wesametz Brennstoffen GmbH										
4	Betriebsnummer		12001433										
5	Netznummer		1										
6													
7													
8	Beschreibung		Inhalt	2009			2010			2011			
9				Angaben des Netzbetreibers	Angesetzte Werte Bundesnetzagentur	Abweichungen zu angesetzten Werten	Angaben des Netzbetreibers	Angesetzte Werte Bundesnetzagentur	Abweichungen zu angesetzten Werten	Angaben des Netzbetreibers	Angesetzte Werte Bundesnetzagentur	Abweichungen zu angesetzten Werten	
10	1	Erlösobergrenze gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	geschwärzt									
11			erzielbare Erlöse										
12	2	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten										
13			in EOG enthaltene Ansätze										
14	3	Vollständige Kostenteile gemäß § 11 Abs. 5 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten										
15			in EOG enthaltene Ansätze										
16	3	Kostenveränderung Messung / Messstellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung										
17	5	Sonstiges											
18													
19			Saldo aus Einzeldifferenzen										

R2 Zulässige Erlöse

	B	C	D	E	F	G
1	Übersicht angepasste Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV					
2						
3		Netzbetreiber	wesernetz Bremerhaven GmbH			
4		Betriebsnummer der Bundesnetzagentur	12001433			
5		Aktenzeichen der 1. EOG-Festlegung	BK9-08/885			
6		Verfahren	Regelverfahren			
7		Netznummer	1			
8						
9						
10				2009	2010	2011
11	(1)	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	$KA_{dnb,t}$			
12	(2)	Veränderung dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	+ Veränderung $KA_{dnb,t}$			
13	(3)	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV	+ $KA_{vnb,0}$			
14	(4)	Veränderung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPIt/VPIo-PFt)	+ Veränderung $KA_{vnb,t}$			
15	(5)	Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 4 ARegV	+ $KA_{b,t}$			
16	(6)	Veränderung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPIt/VPIo-PFt)	+ Veränderung $KA_{b,t}$			
17	(7)	genehmigte Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV	+ EF_t			
18	(8)	Veränderung des Anpassungsbetrages (VPIt/VPIo-PFt) am EF_t	+ Veränderung EF_t			
19	(9)	Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze - Qualitätselement nach § 19 ARegV	+ Q_t			
20	(10)	Volatiler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV	+ (VK_t)			
21	(11)	Volatiler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV im Basisjahr	- (VK_0)			
22	(12)	Nicht zumulbare Härte nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	+ NZH_t			
23	(13)	Saldo Periodenübergreifende Saldierung 2006 - 2008 einschl. Zinsen nach § 34 Abs. 1a ARegV	- PS_t			
24	(14)	Sonstiges (Mehrerlösabschöpfung)	- So_t			
25						
26		Erlösobergrenze nach § 4 ARegV	= EO_t			

geschwärzt

	II	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
17	CI.1. Weitere Bestandteile der Erlösbegrenzung, die bereits Bestandteil der Bundesrechnung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ABRegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG waren												
18	18.1. Soweit vor dem Ende des Jahres 2010 von der Bundesrechnung nach § 32 Abs. 1 ABRegV i.V.m. § 29 Abs. 1 Nr. 1 ABRegV												
19	19.1.1. Darunter: Nicht bestmögliche Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 2 ABRegV (sachliche Investitionszuschlag)												
101	Kostenjahr 2010	IC	IC										
102	102.1. Passivierung Investitionszuschlag												
103	103.1. Verfügbare (nicht bestmögliche) und bestmögliche												
104	Kostenjahr 2010												
105	105.1. Vorübergehend und übertragbare Kosten (Kern)												
106	Kostenjahr 2010												
107	107.1. Nicht übertragbare bestmögliche Kosten (Kern) (Kern)												
108	Kostenjahr 2010												
109	109.1. Argumente der Verfügbarkeit nicht bestmöglicher												
110	Kostenjahr 2010												
111	111.1. Argumente der Verfügbarkeit nicht bestmöglicher												
112	Kostenjahr 2010												
113	113.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
114	Kostenjahr 2010												
115	115.1. Nicht übertragbare bestmögliche Kosten (Kern) (Kern)												
116	Kostenjahr 2010												
117	117.1. Argumente der Verfügbarkeit nicht bestmöglicher												
118	Kostenjahr 2010												
119	119.1. Argumente der Verfügbarkeit nicht bestmöglicher												
120	Kostenjahr 2010												
121	121.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
122	Kostenjahr 2010												
123	123.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
124	Kostenjahr 2010												
125	125.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
126	Kostenjahr 2010												
127	127.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
128	Kostenjahr 2010												
129	129.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
130	Kostenjahr 2010												
131	131.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
132	Kostenjahr 2010												
133	133.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
134	Kostenjahr 2010												
135	135.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
136	Kostenjahr 2010												
137	137.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
138	Kostenjahr 2010												
139	139.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
140	Kostenjahr 2010												
141	141.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
142	Kostenjahr 2010												
143	143.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
144	Kostenjahr 2010												
145	145.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
146	Kostenjahr 2010												
147	147.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
148	Kostenjahr 2010												
149	149.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
150	Kostenjahr 2010												
151	151.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
152	Kostenjahr 2010												
153	153.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
154	Kostenjahr 2010												
155	155.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
156	Kostenjahr 2010												
157	157.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
158	Kostenjahr 2010												
159	159.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
160	Kostenjahr 2010												
161	161.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
162	Kostenjahr 2010												
163	163.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
164	Kostenjahr 2010												
165	165.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
166	Kostenjahr 2010												
167	167.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
168	Kostenjahr 2010												
169	169.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
170	Kostenjahr 2010												
171	171.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
172	Kostenjahr 2010												
173	173.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
174	Kostenjahr 2010												
175	175.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
176	Kostenjahr 2010												
177	177.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
178	Kostenjahr 2010												
179	179.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
180	Kostenjahr 2010												
181	181.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
182	Kostenjahr 2010												
183	183.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
184	Kostenjahr 2010												
185	185.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
186	Kostenjahr 2010												
187	187.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
188	Kostenjahr 2010												
189	189.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
190	Kostenjahr 2010												
191	191.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
192	Kostenjahr 2010												
193	193.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
194	Kostenjahr 2010												
195	195.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
196	Kostenjahr 2010												
197	197.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
198	Kostenjahr 2010												
199	199.1. Mehr- oder Mindererlöse nach § 16 der GStBE (2008)												
200	Kostenjahr 2010												

geschwärzt

R2.2 Nachrechnung 2011

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
1	Netzbetreiber	wesernetz Bremen/ bayern GmbH								
2	Betriebsnummer der Bundesnetzagentur	12001433								
3	AKS-Nummern der 1. EOG-Festlegung	BKB-00885								
4	Verfahren	Regelverfahren								
5	Netznummer	1								
6	Beschluss Erweiterungsfaktor 2009	BKR-08/033-EG2 vom 11.09.2009								
7	Beschluss Mehrheitsabstufung	BKR-08/033-MEA vom 21.01.2010								
8	Mitteilung Investitionsbudget									
9	Beschluss § 26 Abs. 2 ARegV									
10	Schreiben Periodenübergreifende Saldierung 2008	Schreiben vom 08.12.2008								
11										
12	B1. Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV									
13										
14		Netzbetreiber Erlösobergrenze gemäß Festsetzung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 28 Abs. 1 ERWG (E)	Bundesnetzagentur Erlösobergrenze gemäß Festsetzung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 28 Abs. 1 ERWG (E)	Abweichung Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 28 Abs. 1 ERWG Netzbetreiber ggü. Bundesnetzagentur (E)	Netzbetreiber Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARegV (E)	Bundesnetzagentur Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARegV (soweit vorhanden unter Berücksichtigung von Vorzeitübergängen nach § 26 Abs. 1 ARegV sowie von Beschlüssen gemäß § 26 Abs. 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV) (E)	Abweichung Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARegV Netzbetreiber ggü. Bundesnetzagentur (E)			
15	Erlösobergrenze nach § 4 ARegV									
16										
17										
18	B2. Der Anpassung zugrunde liegende Änderungen									
19										
20	B2.1. Änderung des Verbraucherpreisindex nach § 26 Abs. 1 ARegV									
21										
22		Kalenderjahr 2009								
23	Vom Statistischen Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt									
24										
25	B2.2. Änderung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenteile									
26										
27	Beschreibung									
28										
29										
30										
31	Konzessionsgebühren (Satz 1, Nr. 2)									
32	Betriebssteuern (Satz 1, Nr. 3)									
33	Erlöserische Kapazitätsgrenze vorgelagerter Netzebenen (Satz 1, Nr. 4)									
34	Dienerrichte Investitionsbudgets nach § 23 ARegV (Satz 1, Nr. 6)									
35	Verbleibende Kosten Biogas nach Abzug Wärmeparashale (Satz 1, Nr. 7a)									
36	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Abschluss vor 31.12.08) (Satz 1, Nr. 9)									
37	Betriebs- und Personalsteuern (Satz 1, Nr. 10)									
38	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebsinstandsetzern für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (Satz 1, Nr. 11)									
39	Auflösung von Bundesnetzagentur/Netzanschlusskostenbeiträgen in Verbindung mit der Strom- bzw. GasNEV (Satz 1, Nr. 12)									
40	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers zur Gasversorgungssteuer, die einer wirksamen Verteilungsregulierung unterliegen (Satz 3)									
41										
42										
43										
44	Summe dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenteile (E)									
45										

geschwärzt

R2.2 Nachrechnung 2011

	B	C	D	E	F	G	H	I
		Kosten [K]	Einkommenserlöse Kosten [E]	MFSt-Erlöse Erlöse [E]	Bilanzsteuermittel Erlöse [E]	Absetzung Kosten Nichtverförderl. ggl. Bilanzsteuergattung [E]	Absetzung Erlöse Nichtverförderl. ggl. Bilanzsteuergattung [E]	Anmerkungen zur Prüfung (Erlöse)
47	Nachzahlung							
48								
49	Kostenveranschlagungen (Zatz 1, Nr. 2)							
50	Berechnungen (Zatz 1, Nr. 2)							
51	Erfolgreiche Konzernrechnungen veranschlagter Kostenstellen (Zatz 1, Nr. 4)							
52	Gewerbesteuerermäßigungsbeitrag nach § 22 Abs. 1 Nr. 1							
53	Verbleibende Kosten Bspaus nach Abzug Währungsparitäten (Zatz 1, Nr. 5)							
54	Beihilfen und Personalbeihilfen (Zatz 1, Nr. 10)							
55	Betriebsaufwand und Wertschöpfung an Lohnempfänger und von Leistungsleistungsgewährleistern für Kräfte der wirtschaftlichen Beschäftigten (Zatz 1, Nr. 11)							
56	Auflösung von Betriebsverpflichtungen aus Arbeitsverhältnissen im Verhältnis mit der Strom- bzw. GasMEV (Zatz 1, Nr. 12)							
57	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betriebs von Gewerkschaften, die einer wirksamen Vertretung zugeordnet sind (Zatz 1, Nr. 13)							
58	Berufsaufwand nach beruflicher Kostenrechnung [E]							
59								
60	Kalenderjahr 2011							
61	Summe (kann nicht beeinflussbar Kostenpostenbil für 2011) [E]							
62	R2.2.3. Mehr- oder Mindermittel nach § 10 der GasMEV (2008)							
71	Kalenderjahr 2011							
72	Saldo der periodenübergreifenden Saldoentwicklung 2008 gemäß § 10 GasMEV für das Kalenderjahr [E]							
73								
74	R2.4. Mehrfachbeschäftigung nach § 24 Abs. 1 Abs. 1 Abs. 1 V.M.							
75	Kalenderjahr 2011							
76	von Nichtverförderl. in Absatz getriebener personeller Beschäftigung							
77								
78	R2.5. Anpassung aufgrund eines Erweiterungsglücks nach Kalenderjahr 2011							
79								
80	Reparaturbeitrag nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 V.M. § 10 Abs. 1							
81								
82								
83								
84								
85								

geschwärtzt

	B	C	D	E	F	G	H	I	J
107	C1. Wiktoria Bestandsile der Erlösbergrenze, die bereits Bestandteil der Bundesnebenrechnung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ArbZG LV.m. § 29 Abs. 1 EinWG waren								
108	[kennet vorhanden unter Berücksichtigung von Vorübergehenden nach § 28 Abs. 1 ArbZG sowie von Bruchteilen gemäß § 31 Abs. 2 LV.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ArbZG]								
89	C1.1. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 12 ArbZG (pauschalierter Investitionszuschlag)								
101	Kalenderjahr 2011	100	Bundnebenrechnung						
102	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 12 ArbZG								
103	C2.1. Vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflusst								
104	Kalenderjahr 2011								
105	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten (Merkel)								
106	Kalenderjahr 2011	100	Bundnebenrechnung						
107	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten § 11 Abs. 2 Nr. 12 ArbZG								
108	C2.2. Anpassung der vorübergehend nicht beeinflussbaren								
109	Kalenderjahr 2011	100	Bundnebenrechnung						
110	Anpassung der Kostenstelle "net" + "2" aufgrund VPM und P-Cost								
111	1100 (VArb.D + KArb.D) + (VPM2008/VPD - 2008) + KArb.D + Kab. II								
112	C2.3. Mehr- oder Minderrlöse nach § 10 der GrAGV (2008)								
113	Kalenderjahr 2011	100	Bundnebenrechnung						
114	Soll-Periodenabgrenzungs Saldierung 2008 einzahl. Zinsen nach § 24 Abs. 1 bzw. Abs. 1a ArbZG								
115	Soll-Periodenabgrenzungs Saldierung 2007 einzahl. Zinsen nach § 24 Abs. 1 bzw. Abs. 1a ArbZG								

geschwärzt

R3 Erzielbare Erlöse

	A	B	C	D	E	F
1	Zusammensetzung der erzielbaren Erlöse					
2						
3	Firma des Gasnetzbetreibers		wesernetz Bremerhaven GmbH			
5	Betriebsnummer		12001433			
6	Netznummer		1			
7						
8				2009	2010	2011
9	1.1	Umsatzerlöse aus Netzentgelten Gas				geschwärzt
10	1.1.1	Erlöse aus der Wälzung von Netzentgelten für die vorgelagerte Netznutzung				
11	1.1.2	Ausspeisepunkte ohne Leistungsmessung				
12	1.1.3	Ausspeisepunkte mit Leistungsmessung				
13	1.1.4	Abrechnung				
14	1.1.5	Messung				
15	1.1.6	Messstellenbetrieb				
16	1.1.7	Gesonderter Netzentgelt gemäß § 20 Abs. 2 GasNEV				
17	1.1.8	Vertragsstrafen				
18	1.1.9	Preisnachlässe gemäß § 3 KAV i.V.m. § 18 GasNEV				
19	1.1.10	Unterbrechbare und unterjährige Verträge				
20	1.1.11	Weitere Erlöse				
21	1.1.12	Konzessionsabgaben				
22	1.1.13	Sonstige Umsatzerlöse aus Netzentgelten				
23	=	Erzielte Erlöse (1.1 abzgl. 1.1.12)				
24	+	Unterverprobung				
25	+	Hinzurechnungen				
26	-	Kürzungen				
27	=	Erzielbare Erlöse				

Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

Die Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV 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, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV; die kalkulatorische Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV.

Die Kapitalkostenannuität wird für jede Anlagengruppe der Anlage 1 der GasNEV mit Hilfe des Annuitätenfaktors wie folgt gebildet:

$$An_i = TNW_i * q^{n_i} * \frac{(q-1)}{(q^{n_i} - 1)}$$

An_i	=	Annuität der Anlagengruppe <i>i</i>
TNW_i	=	Tagesneuwert der Anlagengruppe <i>i</i>
q	=	1 + Zinssatz
n_i	=	Nutzungsdauer der Anlagengruppe <i>i</i>

Die Summe der Annuitäten aller Anlagengruppen und die standardisierte Verzinsung der von diesen Annuitäten nicht erfassten, aber zu verzinsenden Bilanzwerte bilden die standardisierten Kapitalkosten gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV.

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Die Beschlusskammer hat Jahresannuitäten ermittelt, da diese dem Zweck einer Standardisierung entspricht. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4, S. 4 GasNEV auch die Verzinsung der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens vor. Diese Verzinsung und die Verzinsung der Grundstücke, immaterielle Vermögensgegenstände, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Jahresmittelwerte der Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet auch insoweit § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung.

Einer besonderen Berücksichtigung von Abzugskapital bedarf es nicht, weil auch im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatz in der Form des gewichteten Zinssatzes herangezogen wird. Der so ermittelte Kapitalkostenbetrag wurde den Kapitalkostenannuitäten des Sachanlagevermögens hinzugerechnet.

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S. 1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der TNW wurden die der letzten Entgeltgenehmigung zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) und die von der Beschlusskammer mit Beschluss vom 26.10.2011, unter dem Aktenzeichen BK9-11/602, festgelegten Indexreihen verwendet.¹

Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 2 ARegV die unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der GasNEV zu verwenden. Der zu verwendende Zinssatz bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 GasNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,05 Prozent gemäß § 7 Abs. 6 GasNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt, da es Sinn und Zweck der Vergleichbarkeitsrechnung ist, von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren. Der Eigenkapitalzins ergibt sich aus der Festlegung der Beschlusskammer 4 vom 02.11.2011 (Aktenzeichen: BK4-11/304).²

Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S. 6 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Dabei wird zur Bestimmung des Fremdkapitalzinses auf den Zeitraum von 2001 bis 2010 abgestellt, da 2010 das Kalkulationsbasisjahr ist.

¹ Die Festlegung ist im Internet einsehbar: www.bundesnetzagentur.de unter den Menüpunkten: Beschlusskammern → Beschlusskammer 9 → Festlegung nach § 29 EnWG → Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Preisindizes zur Gewährleistung einer sachgerechten Ermittlung von Tagesneuwerten nach § 6 Abs. 3 GasNEV

² Die Festlegung ist im Internet einsehbar: www.bundesnetzagentur.de unter den Menüpunkten: Beschlusskammern → Beschlusskammer 4 → Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen

Jahr	Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuld verschreibungen [%]	10-jahresmittel Umlaufrendite [%]
2001	4,8	
2002	4,7	
2003	3,7	
2004	3,7	
2005	3,1	
2006	3,8	
2007	4,3	
2008	4,2	
2009	3,2	
2010	2,5	3,80

Tabelle: Festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten;
Umlaufrendite nach Wertpapierarten³

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 2001 bis 2010 eine durchschnittliche Rendite von 3,80 % ab.

Der Eigenkapital- und der Fremdkapitalzinssatz sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 7 ARegV um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate nach dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex zu ermäßigen.

Jahr	Indexstand	Preisänderungsrate [%]	durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel) [%]
2001	94,5	1,9	
2002	95,9	1,5	
2003	96,9	1,0	
2004	98,5	1,7	
2005	100,0	1,5	
2006	101,6	1,6	
2007	103,9	2,3	
2008	106,6	2,6	
2009	107,0	0,4	
2010	108,2	1,1	1,56

Tabelle: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)⁴

³ Tabelle 7b), Umlaufrenditen nach Wertpapieren, Statistisches Beiheft zum Monatsbericht der Deutschen Bundesbank; S. 36, Internet: www.bundesbank.de/volkswirtschaft/vo_beihefte_kapitalmarktstatistik.php

⁴ Tabelle „Preisindizes für die Lebenshaltung und Index der Einzelhandelspreise“, Spalte „Verbraucherpreisgesamtindex“, Fachveröffentlichung „Preise, Verbraucherpreisindizes für Deutschland, Lange Reihen ab 1948“, Juni 2011, S. 3; Internet: www.destatis.de → Preise → Verbraucherpreisindizes → Tabellen → Verbraucherpreisindex insgesamt und nach 12 Abteilungen: Jahresdurchschnitt, Indizes, Abteilungen 01 bis 04, Spalte „Verbraucherpreisindex insgesamt“

Hieraus leitet sich die durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel) für den Zeitraum 2001 bis 2010 ein durchschnittlicher Wert von 1,56 % ab. Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Preisänderungsrate (10-jahresmittel) wird auf den Zeitraum von 2001 bis 2010 abgestellt, da das Basisjahr 2010 ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

$$Zins_{real} = Zins_{nom.} - \text{durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel)}$$

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins_{real}) in Höhe von 7,49 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins_{real}) ein Wert von 2,24 %.

Der zu verwendende Zinssatz (Zins_{Mittel}) bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

$$Zins_{Mittel} = 40 \% * EK-Zins_{real} + 35 \% * FK-Zins_{real} + 25 \% * 0$$

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 3,78 %.

Eine Übersicht über die der Vergleichbarkeitsrechnung für den Netzbetreiber zu Grunde gelegten AK/HK findet sich nachfolgend.