



Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.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 Thyssengas GmbH, Kampstraße 49, 44137 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

Verfahrensbevollmächtigter: Clifford Chance, Königsallee 59, 40215 Düsseldorf

- Netzbetreiber -

am 07.03.2014 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2017 gemäß **Anlage A1 Kalender-jährliche 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 Kalender-jahr 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, Netzzusammen-schlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV 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

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, ABI. 08/2011, S. 1438 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 04.07.2012 mitgeteilt (Anhörung gemäß § 67 Abs. 1 EnWG zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV sowie zur Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV).. Der Netzbetreiber hat insbesondere mit dem im Rahmen eines Besprechungstermins am 10.05.2012 in den Räumen der BNetzA präsentierten Foliensatz und mit Schreiben vom 06.06.2012 zu - bereits im Vorfeld des Schreibens vom 04.07.2012 übersendeten - Fragenkatalogen und vorläufigen Prüfergebnissen umfassend Stellung zu den von der Beschlusskammer durchgeführten Kürzungen genommen; die Stellungnahmen hat die Beschlusskammer eingehend gewürdigt. Mit Schreiben vom 06.07.2012 wurden dem Netzbetreiber die aus Sicht der Beschlusskammer berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt, die denen des Schreibens vom 04.07.2012 entsprachen (**Anlagen I und II**). Am 19.07.2012 nahm der Netzbetreiber Stellung zum Schreiben vom 04.07.2012. Die Auswertung der Stellungnahme ergab aus Sicht der Beschlusskammer keine Notwendigkeit, die im Schreiben vom 04.07.2012 bzw. 06.07.2012 mitgeteilten Gesamtkosten abzuändern.

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 Umlaufsrenditen.

2. Ermittlung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile

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 24.07.2012 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.

Bei Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter durch Dritte (Pachtverhältnisse) anfallende und in Verpächterbögen erfass-

te Kosten oder Kostenbestandteile wurden von der Beschlusskammer kostenartenscharf in die Überleitungsrechnung des Pächters integriert, und die für diese Aufwendungen in der Überleitungsrechnung des Pächters bestimmte Kostenposition Ziffer „1.1.2.2. - Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur“ wurde auf Null gesetzt, sofern der Kostenprüfung für das jeweilige Pachtverhältnis ein separater Erhebungsbogen zu Grunde gelegt wurde.

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 13.08.2012 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 Fernleitungsnetzbetreibern vorzunehmen. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 12.07.2011 (BK9-11/604, ABl. 15/2011, S.2694 ff.) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte 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 16.07.2012 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 übermittelt. Dem Netzbetreiber wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Nach Würdigung der eingegangenen Stellungnahme hat die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 07.09.2012 eine zweite Datenquittung übersandt. Diese enthielt ermittelte Werte zur Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte als Gesamttaggregat für den FNB, zur Anzahl der redundanten Punkte als Gesamttaggregat für den FNB, zur Netzhöchstlast als Summe der Werte der Teilnetze, zum Trans-

portmoment als Summe der Werte der Teilnetze, zum Rohr(leitungs)volumen als Gesamttaggregat für den FNB, zur Rohrleitungs(mantel)fläche als Gesamttaggregat für den FNB, zur Polygonfläche als Summe der Werte der Teilnetze, zur mengengewichteten mittleren Druckdifferenz als mengengewichteter Mittelwerte der Werte der Teilnetze, zum mengengewichteten mittleres Druckniveau als mengengewichteter Mittelwert der Werte der Teilnetze sowie die zur mittleren Transportentfernung als mengengewichteter Mittelwert der Werte der Teilnetze. Auch zu dieser zweiten Datenquittung wurde dem Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

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.

Mit Schreiben vom 22.10.2012 wurde dem Netzbetreiber eine Datenquittung 2.1. übersandt, die alle im Nachgang zur zweiten Datenquittung angemeldeten Änderungen enthielt. Auch hierzu erhielt der Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme.

4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV

Am 05.07.2012 fand in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur eine Informationsveranstaltung für die betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher zur Auswahl der Vergleichsparameter nach § 13 Abs.3 S.10 ARegV und der Ausgestaltung der Methoden nach § 12 Abs.1 S.2 ARegV statt. Den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum 02.08.2012 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind daraufhin vier Stellungnahmen eingegangen. Am 28.09.2012 fand darüber hinaus in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur eine Konsultation der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher zur Auswahl der Vergleichsparameter nach § 13 Abs.3 S.10 ARegV und der Ausgestaltung der Methoden nach § 12 Abs.1 S.2 ARegV statt. Den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum 19.10.2012 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind daraufhin 11 Stellungnahmen eingegangen.

Im Hinblick auf die **Heterogenität der Stichprobe** wird vorgetragen, nicht absolute Kosten, sondern relative Kosten/Strukturparameter-Kennzahlen seien zur Beurtei-

lung des Heterogenitätsgrades heranzuziehen. Vereinzelt wird angemerkt, die Netze unterschieden sich quantitativ erheblich in den von der Behörde vorgestellten Vergleichsparametern, insbesondere bei der Netzlänge und den Netzanschlusspunkten. Die zu vergleichenden Unternehmen hätten unterschiedliche Versorgungsaufgaben. Ehemals regionale Fernleitungsnetzbetreiber und ehemals überregionale Fernleitungsnetzbetreiber hätten funktionell unterschiedliche Ausrichtungen.

Zur **ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse** wird von einem Unternehmen Stellung genommen. Die Eignung der Modellnetztypen zur Beschreibung der sehr unterschiedlichen Transport- und Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber könne nicht beurteilt werden, da bislang verbale Erläuterungen bzw. grafische Darstellungen fehlten. Die Parametervariation „zusätzliche Lastverteilung auf ASP“ sei ebenso unklar wie auch die Generierung der Datensätze für die Modellnetzanalyse. Eine Versorgung ohne Verdichtereinsatz zu modellieren sei methodisch fraglich. Die Beschreibung der Vorgehensweise bei der Substitution von Verdichter- und Leitungskosten zeige nicht die Sensitivität der beiden verwendeten Variablen „Verdichterleistung“ und „mengengewichtete Druckdifferenz“. Sofern freie Substituierbarkeit von Rohrleitungsvolumen und Verdichterleistung unterstellt würde, berücksichtige dies nicht, dass ältere Netze aufgrund des früher technisch bedingten niedrigeren Rohrvolumens systematisch verstärkt Verdichterleistung einsetzen.

Die **Datenbasis** betreffend wird vielfach kritisiert, dass die Analysen auf Basis der (ungeprüften) Datenquittung 2.0 erfolgt sind. Eine Überprüfung der Datenqualität insbesondere der in Anlage F2 der BNetzA-Datenerhebung abgefragten Daten sei zwingend erforderlich.

Im Hinblick auf die **Auswahl der Vergleichsparameter** wird vielfach gefordert, die Ergebnisse der Modellnetzanalyse über kostentreibende Parameter zwingend hinsichtlich ihrer Eignung in einem Effizienzvergleich unter Anwendung der DEA-Methode auf Basis der tatsächlichen Unternehmensdaten zu prüfen. Allerdings sei eine Korrelationsanalyse aufgrund der kleinen Stichprobengröße nur begrenzt belastbar. In der Konsultation seien zudem Unstimmigkeiten im Hinblick auf das Druckniveau bzw. den Kehrwert des Druckniveaus offenkundig geworden. Ferner sei eine Vorabprüfung erforderlich, ob nicht einzelne Unternehmen einen maßgeblichen (relativen) Vorsprung in einer Dimension haben und somit für andere Unternehmen einen zu strengen Vergleichsmaßstab setzen. Um die Eignung von Parametern, insbeson-

dere der „konstruierten Indikatoren“ Transportmoment und Transportmomentfläche zu überprüfen, seien Peer- und Verfolgeranalysen und eine Analyse der Output-Gewichte erforderlich. Vereinzelt wird kritisiert, dass der Vermaschungsgrad und damit die Flächenversorgungsaufgabe durch die Auswahl der Vergleichsparameter ausgeblendet wird. Zudem werde der Versorgungssicherheit durch die Parameterauswahl nicht hinreichend Rechnung getragen. Die strukturelle Vergleichbarkeit der Unternehmen (§ 13 Abs. 3 S. 8 ARegV) sei durch die bislang ausgewählten Vergleichsparameter nicht gegeben.

Zur Ausgestaltung des möglichen Vergleichsparameters „**Transportmoment**“ sind zahlreiche Einzelanmerkungen abgegeben worden. Es wird darauf hingewiesen, dass Lastflüsse an marktgebietsinternen Ein- und Ausspeisepunkten sachgerecht zugeordnet werden müssen. Eine Bruchteilskorrektur der einbezogenen Gasflüsse sei geboten, um Verzerrungen durch temporär überproportionale Nutzungen auszuschließen. Die volumetrische Betrachtung reiche nicht aus, der Energiegehalt des Gases als exogener Faktor sei zu berücksichtigen wie auch die Benutzungsstruktur bzw. der Lastfaktor, also die Versorgungsaufgabe hinsichtlich ihres zeitlichen Verlaufs. Auslegungsrelevant könnten auch allein „Frei Zuordenbare Kapazitäten“ sein; alle allein hierauf zurückzuführenden Investitionen oder Lastflusszusagen würden durch die „Last“ nicht erklärt. Ein stabileres und sachgerechteres Transportmoment sei durch die Berechnung der Summentransportmomente auf Basis von Stundendaten [m³/h] über ein gesamtes Jahr von allen Einspeisepunkten und Ausspeisepunkten erreichbar. Ein Vergleichsparameter „Wurzeltransportmomentfläche“ benachteilige eng vermaschte Leitungsnetze, da unterstellt werde, dass bei einer Variation der Stundenlast und einer Variation der Transportentfernung ähnliche Kostenveränderungen resultieren. Von einem Fernleitungsnetzbetreiber wird vorgetragen, dass die Berechnungsmethodik noch nicht vollständig nachvollziehbar sei. Von einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber wurde kritisiert, dass bei der Berechnung des Transportmoments die Kapazität der weiterführenden Leitung, die Druckstufen, die Notwendigkeit einer komplexeren Netzsteuerung aufgrund des starken Vermaschungsgrades sowie tatsächliche Leitungswegstrecken nicht berücksichtigt werden. Zudem begünstige die Minimierungsfunktion Netze mit niedrigem Vermaschungsgrad. Auch werde die Qualität der zur Verfügung gestellten Kapazität nicht

berücksichtigt, sofern das Transportmoment auf Basis maximaler Stundenflüsse ermittelt wird.

Einem möglichen Vergleichsparameter „**konvexe Polygonfläche**“ wird von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern die Sachgerechtigkeit bestätigt, allerdings von einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern auch kritisch angemerkt, dass eine konkave Fläche die Versorgung mit Gas in der Fläche besser abbildet als eine konvexe Polygonfläche. Die konvexe Polygonfläche berücksichtigt den Vermaschungsgrad nicht.

Im Hinblick auf die Dimension „**Granularität der Versorgungsaufgabe**“ wird vereinzelt angemerkt, hierfür auf die korrigierte Anzahl der NAP/NKP abzustellen sei grundsätzlich ein gangbarer Ansatz, da historisch gewachsene Fernleitungsnetzbetreiber auch regionale Versorgungsaufgaben übernehmen. Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, diese Dimension bilde eine gaswirtschaftliche Leistung ab, die nicht primäre Aufgabe eines Fernleitungsnetzbetreibers sei; die Transportaufgabe stehe im Vordergrund. Es wird zudem von einem Fernleitungsnetzbetreiber kritisch angemerkt, dass nur ein Parameter zur Abbildung der Granularität zur Verfügung stehe. Zudem werde die kostentreibende Wirkung der NAP/NKP Wirkung allein qualitativ hergeleitet; auf Basis realer Kostendaten sei dieser Zusammenhang (Korrelation) nicht ersichtlich. Es sei zumindest zwingend eine Gewichtung, z.B. mit dem maximalen Gasfluss, erforderlich. Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, die Fläche des Korridors um die Leitungen könne die Granularität besser abbilden. Dem Versorgungssicherheitsaspekt sei besser durch die Gesamtanzahl der technischen Ein- und Ausspeisepunkte Rechnung zu tragen. Des Weiteren wird angemerkt, der Vermaschungsgrad könne bspw. durch einen normierten Vergleichsparameters „NAP/NKP pro Leitungskilometer“ oder eine höhere Gewichtung der NAP/NKP berücksichtigt werden.

Auch zur möglichen Einbeziehung eines „**Druckparameters**“ wird vielfach gefordert, dass die konkrete Berechnung und Skalierung des angestrebten Modellparameters transparent zu machen sei. Es sei unklar, wie mit negativen Druckdifferenzen umgegangen werde. Die Einbeziehung eines Druckparameters wird grundsätzlich begrüßt, da die Verdichterleistung ein wesentlicher Aspekt der Transport- und Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers sei. Kritisiert wird von einem Fernleitungsnetzbetreiber, dass betriebsbedingte Druckreduktionen (Erzeugung von Druckgefälle) in realen Netzen den von consentec im Rahmen der Modellnetzanalysen aufgestellten Hypo-

these (niedriger Druckgradient korrespondiert mit hohen Kosten, hoher Druckgradient korrespondiert mit niedrigen Kosten) widersprechen. Es wird zudem vielfach auf das Erfordernis einer Entfernungsgewichtung hingewiesen, ungewichtet sei der Druckparameter größenunabhängig. Ein Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, in einem Druckbereich von 60 bis 80 bar sei die Beschäftigung des Verdichters (in Stunden pro Jahr) entscheidend darüber, ob ein Leitungssystem ohne Verdichter oder eines mit Verdichtern günstiger sei. Der Druckparameter habe daher nicht für alle Modelltypen dieselbe Aussagekraft. Von einem Fernleitungsnetzbetreiber wird daher die Aufnahme eines vierten Parameters angeregt, obwohl dies über die nach den Regeln der wissenschaftlichen Praxis zugelassene Anzahl dreier Parameter hinausgehe. Außerdem wird von einem Fernleitungsnetzbetreiber vorgetragen, dass die Druckdifferenz kein Indikator für die Kosteneffizienz, sondern ein Charakteristikum jener Fernleitungsnetzbetreiber sei, die insbesondere nachgelagerte Verteilernetze aufspeisen, bei denen hohe Druckgradienten somit eher Indiz einer effizienten Ausnutzung des Leitungsnetzes seien.

Zur **Ausgestaltung der in Anlage 3 ARegV aufgeführten Methoden** wird von den Fernleitungsnetzbetreibern insbesondere hinsichtlich der Belastbarkeit des Effizienzvergleichsmodells und der Transparenz der Effizienzvergleichsergebnisse Stellung genommen.

An das Effizienzvergleichsmodell seien erhöhte Anforderungen zu stellen, da die SFA nicht einsetzbar sei. Nur bei hinreichender Belastbarkeit sei der durch die Festlegung der Erlösobergrenze erfolgende Grundrechtseingriff auch verfassungsgemäß.

Ein Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, dass die Ergebnisse des ersten Effizienzvergleichs nunmehr lediglich überprüft würden, da der Abbau der im ersten Effizienzvergleich ermittelten Ineffizienzen gemäß § 16 Abs. 1 Satz 2 ARegV nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen sein müsse. Gesunkene Durchschnittseffizienzen oder größere Streuungen deuteten daher auf methodische Schwächen des Effizienzvergleichs hin, nicht aber auf tatsächlich gesunkene Effizienz. Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber weist auf die Variation der Effizienzergebnisse bei den Verteilernetzbetreibern hin und schließt daraus, dass die Anwendung nur einer Methode und die Einbeziehung deutlich weniger Vergleichsunternehmen noch unsichere Ergebnisse liefern müsse.

Alle Fernleitungsnetzbetreiber tragen vor, dass eine hohe Spreizung der Effizienzergebnisse auf eine unzureichende Modellspezifikation hindeutet. Angeregt wird, eine vergleichende Analyse der Effizienzwerte der alten Vergleichsgruppe mit denen der neuen Vergleichsgruppe für das Modell „Transportmoment, Polygonfläche, Anzahl Netzkopplungspunkte“ durchzuführen. Vor dem Hintergrund der Kontinuität und Nachhaltigkeit des Regulierungssystems seien deutliche Verschlechterungen des Effizienzwertes gegenüber denen des ersten Effizienzvergleichs nicht hinnehmbar. Die Eignung des gesamten Verfahrens zur Ermittlung von Kosteneffizienzen sowie die in § 21 a EnWG geforderte Erreich- oder Übertreffbarkeit würde in Frage gestellt. Die im Vergleich zur ersten Regulierungsperiode gesunkene Durchschnittseffizienz und insbesondere die stark gesunkenen minimalen Effizienzwerte erschienen angesichts des nur dreijährigen zeitlichen Abstands zwischen den beiden Vergleichen nicht plausibel.

Die hohe Sensibilität der DEA Methode bei kleinen Stichproben mache es zudem erforderlich, alle Modellkandidaten sorgfältig auf ihre Sachlogik, die Belastbarkeit der Ergebnisse sowie auf ihre Fehlerfreiheit zu überprüfen. Da das bei den ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreibern verwendete Modell von den Gutachtern als nicht geeignet eingestuft wird, werde offenbar, dass es nicht gelingt, die Unterschiede zwischen den Versorgungsaufgaben der ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreibern und den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern in einem Effizienzvergleich sachgerecht zu erfassen. Eine Bestabrechnung für zwei verschiedene Modelle ist aus Sicht aller Fernleitungsnetzbetreiber ein angemessener Weg, um die Heterogenität der einbezogenen Unternehmen sowie die methodisch begrenzte Anzahl der Vergleichsparameter zu berücksichtigen.

Von allen Fernleitungsnetzbetreibern wird gefordert, dass der Gutachter offenlegt, wie viele Unternehmen in den jeweiligen Modellen 100% effizient sind und ob die durchschnittlichen Effizienzen inklusive oder exklusive der 100%-Effizienzwerte der Ausreißer gebildet wurden.

5. Anhörung des Effizienzvergleichsmodells und der beabsichtigten Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber unter anderem mit Schreiben vom 19.12.2012 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern.

Der Netzbetreiber hat insbesondere mit Schreiben vom 20.12.2012 und 05.02.2013 zum Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber Stellung genommen.

Der Netzbetreiber hält den Effizienzvergleich sowohl in materieller als auch formeller Hinsicht für rechtswidrig. Zunächst läge bereits ein Verstoß gegen § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV vor, da die Vertreter der Verbraucher und der betroffenen Wirtschaftskreise bei der Auswahl der Vergleichsparameter nicht rechtzeitig gehört worden seien. Gegen § 67 Abs. 1 EnWG sei verstoßen worden, da nicht hinreichend Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden sei. Die im Anhörungstermin am 28.09.2012 gemachten Angaben und die zur Verfügung gestellte Präsentation des Beratungsunternehmens Consentec seien keine geeignete Grundlage für eine substantielle Anhörung nach § 67 Abs. 1 EnWG. Die letztlich ausgewählten und in den Effizienzvergleich einbezogenen Vergleichsparameter wurden während des Konsultationsverfahrens als mögliches Modell nicht vorgestellt. Außerdem läge ein Verstoß gegen § 73 Abs. 1 S.1 EnWG vor; der Beschlussentwurf sei wegen einer nicht den Anforderungen des § 73 Abs. 1 EnWG Begründung formell rechtswidrig, da die Ermittlung es individuellen Effizienzwertes nicht nachzuvollziehen sei bzw. nachvollziehen zu lassen sei.

In materieller Hinsicht werde gegen den Grundsatz der Methodenrobustheit gemäß §21a Abs.5 S.5 EnWG i.V.m. §13 Abs. 3 S.2 ARegV verstoßen. Es fehle an der Robustheit der Datengrundlage und der Robustheit der ausgewählten Vergleichsparameter. Eine fehlerfreie Datengrundlage sei zwingend erforderlich (gleichwohl das OLG Düsseldorf, 3 Kart 185/09, für Verteilernetzbetreiber anderes festgestellt habe), da hier nur 12 Unternehmen im Effizienzvergleich berücksichtigt wurden. Hierfür sprächen die detaillierten Sonderregelungen gem. § 22 Abs. 3 und Abs. 4 ARegV. Eine fehlerfreie Datengrundlage könne unzweifelhaft systembedingt erreicht werden und sei bei den Fernleitungsnetzbetreibern rechtlich zwingend erforderlich.

Das Modell sei bereits nicht robust aufgrund der Auswahl der Vergleichsgruppe, da das Modell der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber der 1. Regulierungsperiode nach eigenen Berechnungen zu völlig anderen Ergebnissen bei Berücksichtigung der ehemals regionalen Fernleitungsnetzbetreiber in der Datengrundlage. Parametern, die zu deutlichem Abstand zwischen effizientem Unternehmen und Folgern führen, dürften nicht verwendet werden. Alleinstellungsmerkmale seien nicht zulässig.

Es bestünde der begründete Verdacht, dass die Daten eines anderen Fernleitungsnetzbetreibers fehlerhaft und rechtswidrig in den Effizienzvergleich eingegangen seien.

Mit dem Strukturparameter „Rohrvolumen“ werde nicht die tatsächlich bestehende und notwendige Steigerung der Leistungsfähigkeit durch die kontrahierten Speicherkapazitäten zur Darstellung des zusätzlichen Netzpuffers abgebildet.

Die Plausibilisierung der Ergebnisse und die Ausreißeranalyse sei nicht oder nur unzureichend vorgenommen wurden. Die Analyse des Abstands zwischen Verfolger und Peer- bzw. Referenzunternehmen sei nur äußerst unzulänglich und damit faktisch nicht erfolgt. Die Abstände seien näher zu untersuchen bzw. es sei zu analysieren, ob diese auf Alleinstellungsmerkmalen oder ggf. Datenproblemen oder –fehlern beruhten. Die erste Stufe der Ausreißeranalyse in Form von Mittelwerttests sei de facto bei einer solch kleinen Stichprobe nicht umsetzbar.

Ob eine quervergleichende Datenplausibilisierung im Hinblick auf ein mögliches Verzerrungspotenzial der Effizienzwerte, eine Validierung mit öffentlich verfügbaren Daten und ein Vergleich mit den Eingangsdaten des letzten Effizienzvergleichs stattgefunden habe, erscheine fraglich.

Außerdem werde gegen § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG wegen fehlender ausreichender Berücksichtigung der bestehenden Effizienz verstoßen und es läge zudem ein Verstoß gegen § 21a Abs.5 S. 4 EnWG wegen Unmöglichkeit der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzziele vor.

6. Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen

Im Zuge der Anhörungen der Gasfernleitungsnetzbetreiber stellte sich heraus, dass die Berechnung von Polygonflächen und Transportmomenten im Rahmen des Effi-

zizienzvergleichs zur besonderen Berücksichtigung der Verbindung von NKP/NAP zu Teilnetzen fehlerbehaftet war und insofern nicht den in **Anlage A.KTA** beschriebenen Grundsätzen entsprach, so dass eine Neuermittlung der Teilnetzflächen erforderlich war (**Anlage Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen und Transportmomentberechnung**).

Nach der Neuermittlung der Teilnetzflächen wurden unter Beibehaltung der Methodik die Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber neu bestimmt.

7. 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.

8. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom dd.mm.yyyy [letztes Anhörungsschreiben] 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 beigelegt, 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 Verordnung vom 14.08.2013 und die Bestimmung des Zu- und Abschläge gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV.

Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 04.03.2014 Stellung genommen. Hierin führt er aus, dass er zur Vermeidung von Wiederholungen vollumfänglich auf seinen Schriftverkehr im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze verweise. Der Netzbetreiber weist darüber hinaus explizit darauf hin, dass die Methodik zur Mittelwertbildung zur Bemessung der Eigenkapitalverzinsung bei Investitionen im Basisjahr (hier 2010) nicht sachgerecht sei. In diesem Zusammenhang nimmt der Netzbetreiber Bezug auf den am 11.09.2013 gefassten Beschluss VI-3 Kart 198/12 (V) des Oberlandesgerichtes Düsseldorf. Demzufolge seien die Jahresanfangsbestände der kalkulatorischen Restwerte des Anlagevermögens für Neuanlagen entsprechend um die Zugänge des Kalenderjahres 2010 zu erhöhen.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs.1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs.1 S.1 EnWG.

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 22 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 zwei-

te 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 ($K_{dnb,t}$), 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 Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs.1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) 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 **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 (**Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zelle B66**).

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). Grund dafür ist, dass die Kosten für Konzessionsabgaben den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt werden. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufen-

den Posten. Den beantragten Kosten müssen Erträge 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).

Der Netzbetreiber ist marktgebietsaufspannender Netzbetreiber, ihm entstehen somit grundsätzlich keine vorgelagerten Netzkosten. In die Kostenposition „erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen“ wurden Kosten aus der Kostenwälzung Biogas aufgenommen.

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

Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen 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/KU/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 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 Netz-

betreiber 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)

Fernleitungsnetzbetreiber können gemäß § 25 Abs.5 ARegV keinen pauschalierten Investitionszuschlag in Anspruch nehmen.

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. Kosten die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen (S.3) – marktgebietskooperationsbedingte Lastflusszusagen

Die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur hat die Kosten für marktgebietskooperationsbedingte Lastflusszusagen auf Grund einer freiwilligen Selbstverpflichtung des Netzbetreibers für die Dauer der ersten Regulierungsperiode gemäß § 11 Abs.2 S.3 ARegV zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen erklärt. Die Festlegung der Beschlusskammer 7 entfaltet jedoch für die zweite Regulierungsperiode keine Wirkung mehr, so dass die Kosten für marktgebietskooperationsbedingte Lastflusszusagen für die zweite Regulierungsperiode nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs.2 S.3 ARegV gelten, da diese bis zum 31.12.2012 befristet war.

2.2.12. 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.

2.2.13. 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

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, Zellen D66 bis L 66** 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, Zellen E76 bis I76** zu entnehmen.

2.3.1. Effizienzwertermittlung nach §§ 12 bis 15 und 22 ARegV

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 und 22 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grundlage des Effizienzvergleichs nach § 22 Abs.3 S.1 bis 3 ARegV i.V.m. den dort genannten Vorschriften.

Die Bundesnetzagentur hat einen nationalen Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber zu bestimmen (§ 22 Abs.3 S.1 und 2 ARegV).

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 Effizienzvergleich wurde durch die Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben des § 12 Abs.2 bis 4a, § 13 Abs.1 und 3, § 14 ARegV sowie der Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass es sich bei dem in § 22 Abs.3 S.3 ARegV fehlenden Verweis auf § 12 Abs.4a ARegV um ein redaktionelles Versehen handelt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse unter Verwendung analytischer Kostenmodelle ein sogenanntes „doppeltes Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs.4a ARegV) vorgenommen, indem 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) in die Effizienzanalyse mittels einer Data Envelopment Analysis (DEA) einfließen. Die nach § 13 Abs.3 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben gemäß § 12 Abs.4a S.2 ARegV dabei jeweils unverändert.

Zugunsten des Netzbetreibers wurde davon ausgegangen, dass das jeweilig beste Ergebnis der beiden Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (§ 22 Abs.3 S.3 i.V.m. § 12 Abs.4a S.3 ARegV).

Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.3 zu § 12 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 besonders hoher Effizienz erhielten einen Effizienzwert von 100 Prozent (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 S.2 zu § 12 ARegV). Für Ausreißer mit einem niedrigen Effizienzwert von unter 60 Prozent wird hingegen ein Mindesteffizienzwert in Höhe von 60 Prozent angesetzt (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 S.3 zu § 12 ARegV).

Methodische Grundlagen

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) eine wissenschaftlich anerkannte Methode zur Durchführung des nationalen Effizienzvergleiches verwendet (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.1 a) zu § 12 ARegV). In dieser Analyseverfahren orientieren sich grundsätzlich alle Unternehmen an den effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontier-Unternehmen).

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 § 21a Abs.5 S.4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-two“ wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird eine äußerst großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass insoweit im Effizienzvergleich keine Orientierung am tatsächlich effizientesten Unternehmen 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, sofern sich ein Effizienzwert von weniger als 60 Prozent ergibt, ein Effizienzwert 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 erfolgen (§ 16 Abs.2 ARegV), durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Ab-

bau der ermittelten Ineffizienzen. 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).

Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)

Die SFA als parametrische, stochastische Methode ist nach Maßgabe des § 22 Abs.3 S.2 ARegV nicht zur Anwendung gekommen, da lediglich zwölf Unternehmen an dem Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber teilnahmen und somit keine ausreichende Datengrundlage für die Durchführung eines aussagekräftigen nationalen Effizienzvergleichs mittels SFA gegeben war.

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 Fernleitungsnetzbetreiber. 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 (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.4 zu § 12 ARegV).

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 12 Fernleitungsnetzbetreibern mit 13 Netzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

2.3.1.2.1. Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 22 Abs.3 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt (**Anlage V**). Dabei wird zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

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

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

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 Aufwandsparemeter 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 erfordert gemäß §§ 14 Abs.1 Nr.1 die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs.1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs.2 ARegV. In **Anlage 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.3 ARegV

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

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 topografi-

schen 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.

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 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 qualitativer und 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, insbeson-

dere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Um die Vergleichsparameter 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 von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert (Datenquittung 1.0). Alsdann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Die rechnerische Richtigkeit dieser ermittelten potenziellen Vergleichsparameter wurde von den Netzbetreibern bestätigt (Datenquittung 2.0 bzw. Datenquittung 2.1). Mit der abschließenden Anhörung der Erlösobergrenzen wurde dem Netzbetreiber die in den Effizienzvergleich eingebezogenen Strukturparameter mitgeteilt.

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

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs.3 S.7 ARegV eine Kostentreiberanalyse insbesondere unter Verwendung analytischer Kostenmodelle durchgeführt. Diese dient der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die DEA setzt methodisch eine Relation zwischen der Unternehmensanzahl und der Anzahl von Vergleichsparametern voraus, die eine zufriedenstellende Trennung der Ergebnisse ermöglichen. Für die in den Effizienzvergleich einbezogenen zwölf Fernleitungsnetzbetreiber ist nach aktuellem Stand der Wissenschaft die Verwendung von maximal drei Vergleichsparametern gerechtfertigt.

Auf Grundlage der Gutachten und der Stellungnahmen der Netzbetreiber werden folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Rohrleitungsvolumen (RV)
2. Polygonfläche (PolyF)
3. Anzahl der Netzanschlusspunkte
(bereinigt um redundante Netzanschlusspunkte) (NAP^b)

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers und eine Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich in **Anlage A2 Effizienzvergleich**.

Die identifizierten Vergleichsparameter bilden mit der Netzausdehnung, der Bereitstellung von Transportkapazität sowie der Netzgranularität die Versorgungsaufgabe des Fernleitungsnetzbetreibers ab, also Anforderungen, die an ihn von außen herangetragen werden und denen sich der Fernleitungsnetzbetreiber nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand entziehen kann (vgl. BGH EnVR 88/10).

2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die nicht-parametrische Methode (DEA) Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV).

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der DEA gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Zur Ermittlung von Ausreißern wurden statistische Tests durchgeführt. Dabei wurde die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber verglichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde. Der dabei festgestellte Unterschied ist mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent zu identifizieren. Es konnten anhand der F-Verteilung kein Ausreißer identifiziert werden.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Da-

tensatzes (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurde kein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung ohne Standardisierung der Aufwandsparemeter wurden ein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet.

2.3.1.2.4. Gutachten

Hinsichtlich der Kostentreiberanalyse und der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf die in **Anlage A.KTA** und in **Anlage A.BM** sowie in **Anlage Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen und Transportmomentberechnung** beigefügten Gutachten der Firma Consentec GmbH (Kostentreiberanalyse) sowie des Beraterkonsortiums bestehend aus der Firma Frontier Economics Ltd, der Technischen Universität Clausthal sowie der Firma Consentec GmbH (Effizienzvergleich) 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**.

2.4. 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 abzubauende 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 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, 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

Jahr	t	V _t
2016	4	0,8
2017	5	1,0

Die Höhe der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.2 ARegV des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen E78 bis I78**.

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 (VPI₀).

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 Verbrau-

cherpreisgesamtindex 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

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 / VPI₀
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 (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen H13 bis H17**).

¹ Die Berechnung erfolgt mit sieben Nachkommastellen.

² Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

³ Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

2.6. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

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

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

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

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable PF_t als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode (PF_t) ergeben sich demgemäß mittels des folgenden Algorithmus: $PF_t = (1 + 0,015)^{t-1}$ (Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen I13 bis I17).

2.7. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Fernleitungsnetzbetreiber können gemäß § 10 Abs.4 ARegV keinen Erweiterungsfaktor (EF_t) in Anspruch nehmen.

2.8. 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_t). Über den Be-

ginn 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.

2.9. volatile Kostenanteile nach § 5 Abs. 5 ARegV

Als volatile Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 5 ARegV Kosten für die Beschaffung von Treibenergie. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten nur dann als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Absatz 1 Nummer 4a festgelegt hat. Kapitalkosten oder Fremdkapitalkosten gelten nicht als volatile Kostenanteile. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 20.12.2012 (BK9-11/606) gelten Kosten für Lastflusszusagen ab dem 01.01.2013 als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs.5 ARegV.

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 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. Mehrerlösabschöpfung analog § 10 GasNEV

Im Hinblick auf die Mehrerlösabschöpfung (BK9-09/807) sind die Erlösobergrenzen der Kalenderjahre 2013 bis 2017 um die in **Anlage A3 Sondersachverhalte** genannten Beträge zu reduzieren.

2.12. Umlage von Kosten einer Kapazitätsplattform gemäß § 12 GasNZV

Gemäß § 12 Abs. 1 Satz 2 GasNZV sowie § 12 Abs. 2 S. 1 und 2 GasNZV können die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Primär- und Sekundärkapazitätsplattform (KP-Kosten) auf die Netzentgelte umgelegt werden.

Die Umlage der KP-Kosten ist erstmalig zum 1.1.2013 möglich. Hierbei kann der Netzbetreiber die in den Kalenderjahren 2010 und 2011 entstandenen, anteiligen KP-Kosten berücksichtigen. Bei der Umlage von KP-Kosten in den folgenden vier Jahren t der Regulierungsperiode sind ausschließlich die im Kalenderjahr t-2 entstandenen, anteiligen KP-Kosten heranzuziehen.

Die anteiligen KP-Kosten werden vom Fernleitungsnetzbetreiber auf der kalenderjährlichen Erlösobergrenze hinzugerechnet. Der Fernleitungsnetzbetreiber setzt die

Erlösobergrenze zuzüglich der umgelegten KP-Kosten sodann in Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen um. Der Fernleitungsnetzbetreiber weist bei der Veröffentlichung seiner Netzzugangsentgelte auf die enthaltenen Kostenbestandteile für die Errichtung und den Betrieb einer Kapazitätsplattform hin.

Mit seiner Meldung gemäß § 28 Nr. 1 und 3 ARegV übermittelt der Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres die bei der Bildung Netzzugangsentgelte berücksichtigten KP-Kosten zu deren Prüfung in der Struktur und in dem Umfang der jeweiligen Erhebungsbögen.

Soweit die von der Bundesnetzagentur geprüften KP-Kosten von den durch den Fernleitungsnetzbetreiber bei der Bildung der Netzzugangsentgelte berücksichtigten KP-Kosten abweichen, wird diese Differenz auf dem Regulierungskonto des Fernleitungsnetzbetreibers verbucht.

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.

Auch die zwischen dem Wirksamwerden der Leitungswettbewerbsentscheidung der Beschlusskammer 4 und dem Wirksamwerden der ersten Entgeltgenehmigung rechtsgrundlos erzielten Mehrerlöse nach § 34 Abs.1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV analog sind dabei zu berücksichtigen.

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 I-VP1, I-VP2 und I-VP3 (Kostendaten) nebst **Anlage 1-VP1, 1-VP2 und 1-VP3** (Gesamtkosten), **Anlage 2.1- VP1, 2.1- VP2 und 2.1- VP3** (kalk. Abschreibungen), **Anlage 2.2-VP1, 2.2-VP2 und 2.2-VP3** (kalk. RBW), **Anlage 3- VP1, 3- VP2 und 3- VP3** (BNV I), **Anlage 4- VP1, 4- VP2 und 4-VP3** (kalk. EKVZ), **Anlage 5- VP1, 5- VP2 und 5- VP3** (kalk. GewSt), **Anlage 6- VP1, 6- VP2 und 6- VP3** (kalk. RBW + kalk. Abschreibungen)
- **Anlage II** (Beispielrechnung Kapitalkosten), **Anlage III** (Vergleichbarkeitsrechnung), **Anlage IV** (Überleitungsrechnung), **Anlage V** (Aufwandsparameter)
- **Anlage A.KTA** (Gutachten Kostentreiberanalyse Gasfernleitungsnetzbetreiber), **Anlage A.BM** (Gutachten Effizienzvergleich Gasfernleitungsnetzbetreiber), **Anlage Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen und Transportmomentberechnung**
- **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 Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) 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 07.03.2014

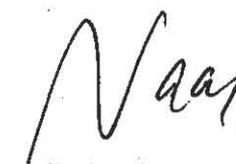
Vorsitzender


Helmut Fuß

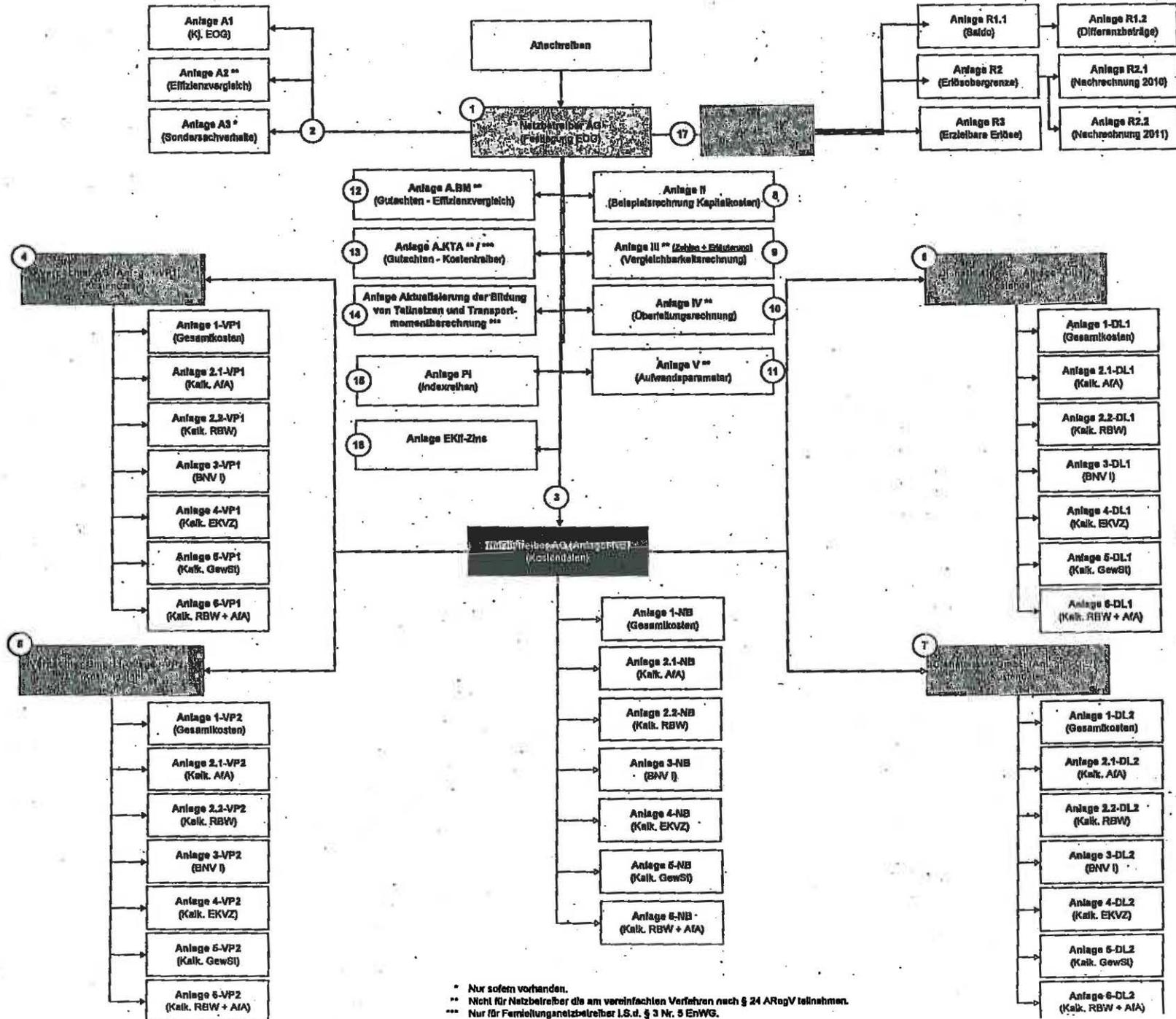
Beisitzer


Dr. Jörg Mallossek

Beisitzer


Roland Naas

Anlagensystematik - Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen



* Nur sofern vorhanden.
 ** Nicht für Netzbetreiber die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARagV teilnehmen.
 *** Nur für Fernleitungsnetzbetreiber i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG.

Anlage A1 zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage A2 zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage A3 zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage I-NB zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage I-VP1 zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage I-VP2 zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage I-VP3 zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

**Beispiele zur Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte
und kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens**

Zur besseren Nachvollziehbarkeit wird der Rechenweg zur Ermittlung der Werte des Sachanlagevermögens anhand eines einfachen, fiktiven Beispiels erläutert. Die Beispielrechnung wird für drei mögliche Fallkonstellationen durchgeführt:

In Abschnitt 1. wird der Fall einer Altanlage betrachtet, deren Aktivierung im Jahre 2005 erfolgte. Abschnitt 2. zeigt den Fall einer Neuanlage, die im Jahre 2006 aktiviert wurde; Abschnitt 3. den Fall einer Neuanlage, die im Jahre 2007 aktiviert wurde. Die Beispielrechnungen werden im weiteren Text grau hinterlegt.

Bei der Ermittlung der Abschreibungsbeträge erfolgt in den Beispielrechnungen aus Übersichtsründen für Altanlagen keine Gewichtung der Abschreibungsbeträge mit der individuellen Eigenkapital- bzw. Fremdkapitalquote. Stattdessen werden hier jeweils die Abschreibungsbeträge auf Basis der Anschaffungs-/Herstellungskosten und auf Basis der Tagesneuwerte zu 100 Prozent ausgewiesen.

1. Altanlagen, die im Jahre 2005 aktiviert wurden

In Beispiel 1 wird eine Anlage betrachtet, die im Jahre 2005 angeschafft wurde. Da die vom Netzbetreiber gewählte Nutzungsdauer oberhalb des unteren Wertes der Nutzungsdauerspanne gemäß Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV) liegt, findet zum 31.12.2006 ein Nutzungsdauerwechsel statt.

Beispiel 1

Anlagengruppe	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen; Stahl kathodisch geschützt
Anschaffungsjahr	2005
AK/HK in 2005	1 000 000 €
Gewählte Nutzungsdauer	60 Jahre
Nutzungsdauerspanne	55 bis 65 Jahre
Faktor ¹ 2005, 2010	1,1020 ¹

Bezogen auf dieses Beispiel ist somit für den Zeitraum bis zum 31.12.2006 eine Nutzungsdauer von 55 Jahren maßgeblich. Für den Zeitraum ab dem 01.01.2007 wird auf die von dem Netzbetreiber gewählte Nutzungsdauer abgestellt, sofern diese sich innerhalb der von Anlage 1 zur GasNEV vorgegebenen Spannweite befindet. Die Restnutzungsdauer zum 31.12.2006 beträgt

$$RND_{31.12.2006} = \text{gewählte ND} - (2006 + 1 - \text{Anschaffungsjahr})$$

$$RND_{31.12.2006} = 60 - (2006 + 1 - 2005) = 58 \text{ Jahre}^1$$

¹ Dabei handelt es sich um einen fiktiven Wert, welcher der Illustration der Beispielrechnung dient.

1.1. Ermittlung des Restwertes zum 31.12.2010 auf AK/HK-Basis

Aufgrund der Möglichkeit des Nutzungsdauerwechsels zum 31.12.2006 sind für die Berechnung zwei Schritte erforderlich. Zunächst wird der Restwert zum 31.12.2006 unter Berücksichtigung der in der Vergangenheit angewendeten Nutzungsdauer ermittelt. Anschließend wird der Restwert zum 31.12.2010 unter Berücksichtigung der ab 2007 anzuwendenden (Rest-)Nutzungsdauer berechnet.

1.1.1. Ermittlung des Restwertes zum 31.12.2006 auf AK/HK-Basis

Der Restwert auf Basis der AK/HK zum 31.12.2006 ermittelt sich auf Basis der historischen AK/HK unter Abzug des vom Anschaffungsjahr bis zum 31.12.2006 stattgefundenen Werteverzehrs. Zur Ermittlung dieses jährlichen Werteverzehrs werden die unteren Werte der in Anlage 1 zur GasNEV genannten Spannen von Nutzungsdauern herangezogen. Die jeweilige Jahresabschreibung bis einschließlich 2006 ergibt sich dabei aus dem Quotienten der historischen AK/HK und den jeweils unteren Werten der in Anlage 1 zur GasNEV genannten Spannen von Nutzungsdauern.

$$RW_{31.12.2006}^{AK/HK} = AK / HK - \frac{AK / HK}{ND^{\text{unterer Rand}}} \cdot (2006 + 1 - \text{Anschaffungsjahr})$$

Beispiel 1

$$RW_{31.12.2006}^{AK/HK} = 1.000.000\text{€} - \frac{1.000.000\text{€}}{55} \cdot (2006 + 1 - 2005) = 963.636\text{€}$$

1.2. Ermittlung des Restwerts zum 31.12.2010 auf AK/HK-Basis

Der Restwert auf Basis der AK/HK zum 31.12.2010 ergibt sich aus dem zuvor ermittelten Restwert zum 31.12.2006 abzüglich der Jahresabschreibungen für die Jahre 2007 bis 2010. Die Jahresabschreibung für die Jahre ab 2007 ergibt sich aus der Division des Restwerts zu AK/HK zum 31.12.2006 und der Restnutzungsdauer zum 31.12.2006:

$$RW_{31.12.2010}^{AK/HK} = RW_{31.12.2006}^{AK/HK} - \left(\frac{RW_{31.12.2006}^{AK/HK}}{RND_{31.12.2006}} \cdot 4 \right)$$

Beispiel 1

$$RW_{31.12.2010}^{AK/HK} = 963.636\text{€} - \left(\frac{963.636\text{€}}{58} \cdot 4 \right) = 897.179\text{€}$$

1.3. Ermittlung der Abschreibungen 2010 auf AK/HK-Basis

Die Jahresabschreibung auf Basis AK/HK 2010 ermittelt sich aus der Division des Restwertes zu AK/HK zum 31.12.2006 und der Restnutzungsdauer zum 31.12.2006.

$$Abschreibung_{2010}^{AK/HK} = \frac{RW_{31.12.2006}^{AK/HK}}{RND_{31.12.2006}}$$

Beispiel 1

$$Abschreibung_{2010}^{AK/HK} = \frac{963.636\text{€}}{58} = 16.614\text{€}$$

1.4. Ermittlung des Restwertes zum 31.12.2010 auf TNW-Basis

Der Restwert zum 31.12.2010 auf TNW-Basis ermittelt sich durch Multiplikation des zuvor ermittelten Restwertes zum 31.12.2010 auf AK/HK-Basis mit dem aus dem Preisindex hergeleiteten Faktor, der die Preisänderung vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2010 wiedergibt.

Der Faktor des Anschaffungsjahrs beträgt: $Faktor_{2005,2010} = 1,1020$

$$RW_{31.12.2010}^{TNW} = RW_{31.12.2010}^{AK/HK} \cdot Faktor_{AJ,2010}$$

Beispiel 1

$$RW_{31.12.2010}^{TNW} = 897.179\text{€} \cdot 1,1020 = 988.691\text{€}$$

1.5. Ermittlung der Abschreibungen 2010 auf TNW-Basis

Die Jahresabschreibung 2010 auf Basis der TNW ermittelt sich aus der Multiplikation der zuvor ermittelten Jahresabschreibungen 2010 auf AK/HK-Basis und dem Faktor, der die Preisänderung vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2010 wiedergibt.

$$Abschreibung_{2010}^{TNW} = Abschreibung_{2010}^{AK/HK} \cdot Faktor_{AJ,2010}$$

Beispiel 1

$$Abschreibung_{2010}^{TNW} = 16.614\text{€} \cdot 1,1020 = 18.309\text{€}$$

2. Neuanlagen, die im Jahr 2006 aktiviert wurden

Für eine im Jahre 2006 angeschaffte Anlage sind – wie bei Altanlagen in Abschnitt 1 dargestellt – für den Zeitraum bis zum 31.12.2006 die unteren Werte der in Anlage 1 zur GasNEV genannten Spannen als Nutzungsdauern heranzuziehen. Es kommt somit auch hier zu einem Wechsel der Nutzungsdauer, falls die vom Netzbetreiber gewählte Nutzungsdauer nicht dem unteren Wert der in Anlage 1 zur GasNEV genannten Spanne entspricht. Da es sich bei einer Anschaffung in 2006 um eine Neuanlage im Sinne von § 6 Abs. 1 S. 3 GasNEV handelt, entfällt die Ermittlung des Restwerts zum 31.12.2010 und der Abschreibungen 2010 zu Tagesneuwerten.

Beispiel 2

Anlagengruppe	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt
Anschaffungsjahr	2006
AK/HK in 2006	1.000.000€
Gewählte Nutzungsdauer	60 Jahre
Nutzungsdauerspanne	55 bis 65 Jahre

$$RND_{31.12.2006} = \text{gewählte ND} - (2006 + 1 - \text{Anschaffungsjahr})$$

$$RND_{31.12.2006} = 60 - (2006 + 1 - 2006) = 59 \text{ Jahre}$$

2.1. Ermittlung des Restwertes zum 31.12.2010 auf AK/HK-Basis

Aufgrund der Möglichkeit des Nutzungsdauerwechsels zum 31.12.2006 sind für die Berechnung wieder zwei Schritte erforderlich. Zunächst wird der Restwert zum 31.12.2006 unter Berücksichtigung der in der Vergangenheit angewendeten Nutzungsdauer ermittelt. Anschließend wird der Restwert zum 31.12.2010 unter Berücksichtigung der ab 2007 geltenden anzuwendenden (Rest-)Nutzungsdauer berechnet.

2.1.1. Ermittlung des Restwerts zum 31.12.2006 auf AK/HK-Basis

Der Restwert auf Basis der AK/HK zum 31.12.2006 ermittelt sich auf Basis der historischen AK/HK unter Abzug des vom Anschaffungsjahr bis zum 31.12.2006 stattgefundenen Werteverzehrs. Zur Ermittlung dieses jährlichen Werteverzehrs werden die unteren Werte der in Anlage 1 zur GasNEV genannten Spannen von Nutzungsdauern herangezogen. Die jeweilige Jahresabschreibung bis einschließlich 2006 ergibt sich dabei aus dem Quotienten der historischen AK/HK und den jeweils unteren Werten der in Anlage 1 zur GasNEV genannten Spannen von Nutzungsdauern.

$$RW_{31.12.2006}^{AK/HK} = AK/HK - \frac{AK/HK}{ND_{\text{unterer Rand}}} \cdot (2006 + 1 - \text{Anschaffungsjahr})$$

Beispiel 2

$$RW_{31.12.2006}^{AK/HK} = 1.000.000\text{€} - \frac{1.000.000\text{€}}{55} \cdot (2006 + 1 - 2006) = 981.818\text{€}$$

2.1.2. Ermittlung des Restwerts zum 31.12.2010 auf AK/HK-Basis

Der Restwert auf Basis der AK/HK zum 31.12.2010 ergibt sich aus dem zuvor ermittelten Restwert zum 31.12.2006 abzüglich der Jahresabschreibung für die Jahre 2007 bis 2010. Die Jahresabschreibung für die Jahre ab 2007 ergibt sich aus der Division des Restwerts zu AK/HK zum 31.12.2006 und der Restnutzungsdauer zum 31.12.2006:

$$RW_{31.12.2010}^{AK/HK} = RW_{31.12.2006}^{AK/HK} - \left(\frac{RW_{31.12.2006}^{AK/HK}}{RND_{31.12.2006}} \cdot 4 \right)$$

Beispiel 2

$$RW_{31.12.2010}^{AK/HK} = 981.818\text{€} - \left(\frac{981.818\text{€}}{59} \cdot 4 \right) = 915.254\text{€}$$

2.2. Ermittlung der Abschreibungen 2010 auf AK/HK-Basis

Die Jahresabschreibung auf Basis AK/HK 2010 ermittelt sich aus der Division des Restwertes zu AK/HK zum 31.12.2006 und der Restnutzungsdauer zum 31.12.2006

$$\text{Abschreibung}_{2010}^{AK/HK} = \frac{RW_{31.12.2006}^{AK/HK}}{RND_{31.12.2006}}$$

Beispiel 2

$$\text{Abschreibung}_{2010}^{AK/HK} = \frac{981.818\text{€}}{59} = 16.641\text{€}$$

3. Neuanlagen, die im Jahr 2007 aktiviert wurden

Bei Anlagenzugängen im Jahre 2007 handelt es sich um Neuanlagen für die kein Wechsel der Nutzungsdauer gemäß § 32 Abs. 3 S. 3 GasNEV in Frage kommt. Der Restwert zum 31.12.2010 und die Abschreibungen 2010 können demnach auf direktem Weg ermittelt werden. Eine Bewertung auf Tagesneuwertbasis entfällt hier - wie auch in Abschnitt 2 - aufgrund des Vorliegens einer Neuanlage im Sinne von § 6 Abs. 1 S. 3 GasNEV.

Beispiel 3

Anlagengruppe	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt
Anschaffungsjahr	2007
AK/HK in 2007	1 000 000€
Gewählte Nutzungsdauer	60 Jahre
Nutzungsdauerspanne	55 bis 65 Jahre

3.1. Ermittlung des Restwertes zum 31.12.2010 auf AK/HK-Basis

Grundlage für die Ermittlung des Restwertes zum 31.12.2010 auf AK/HK-Basis bilden die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie die vom Netzbetreiber gewählte Nutzungsdauer, sofern diese sich innerhalb der durch die Anlage 1 zur GasNEV vorgegebenen Nutzungsdauerspanne befindet. Der Restwert auf Basis der AK/HK zum 31.12.2010 ermittelt sich unter Abzug des vom Anschaffungsjahr bis zum 31.12.2010 stattgefundenen Werteverzehrs von den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten.

$$RW_{31.12.2010}^{AK/HK} = AK/HK - \frac{AK/HK}{ND^{gewählt}} \cdot (2010 + 1 - \text{Anschaffungsjahr})$$

Beispiel 3

$$RW_{31.12.2010}^{AK/HK} = 1.000.000€ - \frac{1.000.000€}{60} \cdot (2010 + 1 - 2007) = 933.333€$$

3.2. Ermittlung der Abschreibungen 2010 auf AK/HK-Basis

Die Ermittlung der Jahresabschreibungen 2010 auf AK/HK-Basis, erfolgt durch Division der Anschaffungs-/Herstellungskosten durch die von dem Netzbetreiber gewählte Nutzungsdauer.

$$Abschreibung_{2010}^{AK/HK} = \frac{AK/HK}{ND^{gewählt}}$$

Beispiel 3

$$Abschreibung_{2010}^{AK/HK} = \frac{1.000.000€}{60} = 16.667€$$

Anlage III zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage IV zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage V zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage A.KTA zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage A.BM zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Anlage Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen und
Transportmomentberechnung zum Beschluss BK9-11-8006
(geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -

Preisindizes zur Ermittlung der Tagesneuwerte gemäß § 6a GasNEV

Jahr	Anlagengruppe der Grundflächenanlagen und Gebäude (I.2, I.3, I.4, III.8, V.8)					Anlagengruppe der Rohrleitungen (IV.1.1, IV.1.2, IV.1.3, IV.2, IV.3, IV.4, IV.8)					Anlagengruppe der Rohrleitungen aus Stahl (IV.1.1, IV.1.2, IV.1.3 sofern Auslegungsdruck > 16 bar)					Übrige Anlagengruppen mit Ausnahme der Grundstücke (I.5, I.6, I.7, I.8, I.9.1, I.9.2, I.10.1, I.10.2, II, III.1, III.2, III.3, III.4, III.5, III.6, III.7, IV.5, IV.7, IV.8, V.1, V.2, V.3, V.4, V.5, V.6, V.7, V.8, VI)				
	Gewerbliche Betriebsgebäude (ohne USI)	Gewerbliche Betriebsgebäude (mit USI)	Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Basis 1913)	Gewerbliche Betriebsgebäude (veraltete Reihe)	Faktorwerte	Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk, Tiefbau (ohne USI)	Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk, Tiefbau (mit USI)	Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Basis 1913)	"Ortskanäle" (veraltete Reihe)	Faktorwerte	"Ortskanäle" (veraltete Reihe)	"Stahlrohre" (veraltete Reihe); vgl. Tabellenblatt § 6a Abs. 1, 2 Nr. 3 (Detail)	Faktorwerte	Erzeugerpreise gewerbliche Produkte (ohne Mineralerzeugnisse)	Erzeugerpreise gewerbliche Produkte (insgesamt)	Faktorwerte				
	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 Nr. 1 (1968 - 2010)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 2 Nr. 1 a) 1958 - 1968	Verkäufung bis 1968	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 2 Nr. 1 b) 1944 - 1955	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 1 (Verkäufung bis 1944)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 1 (Verkäufung bis 1944)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 2 (1958 - 1968)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 2 (1958 - 1968)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 2 (1958 - 1968)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 2 (1958 - 1968)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 2 (1958 - 1968)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 3 (Detail)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 3 (Detail)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 3 (Detail)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 3 (Detail)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 3 (Detail)	Indizesreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 3 (Detail)			
2010	113,00		113,00	113,00	1,0000	111,30	111,30	111,30	111,30	1,0000	111,30	107,50	109,78	1,0000	109,20	109,20	1,0000			
2009	112,00		112,00	112,00	1,0099	110,70	110,70	110,70	110,70	1,0099	110,70	110,50	110,62	0,9924	108,30	108,30	1,0083			
2008	110,80		110,80	110,80	1,0189	109,80	109,80	109,80	109,80	1,0189	109,80	112,70	113,68	0,9633	112,00	112,00	0,9782			
2007	109,80		109,80	109,80	1,0581	106,60	106,60	106,60	106,60	1,0581	106,60	112,70	109,44	1,0124	106,60	106,60	1,0244			
2006	102,30		102,30	102,30	1,1048	102,50	102,50	102,50	102,50	1,1048	102,50	102,20	102,38	1,0723	105,30	105,30	1,0370			
2005	100,00		100,00	100,00	1,1300	100,00	100,00	100,00	100,00	1,1300	100,00	100,00	100,00	1,0978	100,00	100,00	1,0920			
2004	99,00		99,00	99,00	1,1631	99,90	99,90	99,90	99,90	1,1631	99,90	99,00	99,00	0,954	96,30	96,30	1,1340			
2003	96,50		96,50	96,50	1,1710	99,90	99,90	99,90	99,90	1,1710	99,90	78,10	81,18	1,2040	95,00	95,00	1,1485			
2002	96,30		96,30	96,30	1,1734	100,30	100,30	100,30	100,30	1,1734	100,30	75,80	80,54	1,2125	93,50	93,50	1,1678			
2001	96,10		96,10	96,10	1,1759	100,80	100,80	100,80	100,80	1,1759	100,80	76,10	80,80	1,2080	94,10	94,10	1,1605			
2000	95,70		95,70	95,70	1,1858	100,80	100,80	100,80	100,80	1,1858	100,80	72,90	89,84	1,2247	91,20	91,20	1,1974			
1999	95,00		95,00	95,00	1,1895	100,50	100,50	100,50	100,50	1,1895	100,50	67,94	87,48	1,2550	89,50	89,50	1,2201			
1998	95,60		95,60	95,60	1,1920	101,10	101,10	101,10	101,10	1,1920	101,10	70,28	89,77	1,2397	90,80	90,80	1,2026			
1997	96,10		96,10	96,10	1,1789	102,80	102,80	102,80	102,80	1,1789	102,80	69,89	89,24	1,2302	90,80	90,80	1,2013			
1996	96,50		96,50	96,50	1,1710	104,70	104,70	104,70	104,70	1,1710	104,70	69,18	90,49	1,2131	89,90	89,90	1,2147			
1995	96,30		96,30	96,30	1,1734	106,50	106,50	106,50	106,50	1,1734	106,50	71,30	92,42	1,1878	91,30	91,30	1,1981			
1994	94,10		94,10	94,10	1,2009	105,90	105,90	105,90	105,90	1,2009	105,90	64,86	89,18	1,2312	89,80	89,80	1,2180			
1993	92,30		92,30	92,30	1,2243	104,30	104,30	104,30	104,30	1,2243	104,30	63,83	88,15	1,2453	89,50	89,50	1,2201			
1992	89,20		89,20	89,20	1,2688	101,40	101,40	101,40	101,40	1,2688	101,40	70,88	89,18	1,2309	89,40	89,40	1,2215			
1991	84,00		84,00	84,00	1,3452	95,30	95,30	95,30	95,30	1,3452	95,30	71,08	85,61	1,2823	88,10	88,10	1,2395			
1990	78,10		78,10	78,10	1,4288	88,70	88,70	88,70	88,70	1,4288	88,70	71,59	81,86	1,3412	86,30	86,30	1,2654			
1989	74,50		74,50	74,50	1,6168	83,10	83,10	83,10	83,10	1,6168	83,10	70,79	78,17	1,4043	85,00	85,00	1,2847			
1988	72,00		72,00	72,00	1,6894	80,80	80,80	80,80	80,80	1,6894	80,80	67,58	75,61	1,4538	82,80	82,80	1,3188			
1987	70,40		70,40	70,40	1,6051	79,60	79,60	79,60	79,60	1,6051	79,60	66,48	74,35	1,4769	81,60	81,60	1,3382			
1986	69,80		69,80	69,80	1,6401	78,20	78,20	78,20	78,20	1,6401	78,20	66,91	74,88	1,4660	83,50	83,50	1,3078			
1985	67,50		67,50	67,50	1,6741	76,80	76,80	76,80	76,80	1,6741	76,80	68,80	73,34	1,4969	84,10	84,10	1,2983			
1984	67,10		67,10	67,10	1,6941	76,20	76,20	76,20	76,20	1,6941	76,20	64,15	71,38	1,5373	82,30	82,30	1,3269			
1983	65,70		65,70	65,70	1,7199	75,40	75,40	75,40	75,40	1,7199	75,40	62,91	70,41	1,5589	80,10	80,10	1,3833			
1982	64,80		64,80	64,80	1,7492	75,70	75,70	75,70	75,70	1,7492	75,70	65,68	71,68	1,5312	78,70	78,70	1,3879			
1981	62,10		62,10	62,10	1,8196	77,10	77,10	77,10	77,10	1,8196	77,10	67,23	69,15	1,5875	74,00	74,00	1,4757			
1980	58,50		58,50	58,50	1,8318	75,10	75,10	75,10	75,10	1,8318	75,10	66,21	67,64	1,6264	69,30	69,30	1,6759			
1979	53,20		53,20	53,20	2,1241	67,90	67,90	67,90	67,90	2,1241	67,90	55,77	63,05	1,7412	65,10	65,10	1,8774			
1978	49,50		49,50	49,50	2,2828	61,80	61,80	61,80	61,80	2,2828	61,80	55,11	59,12	1,8567	62,80	62,80	1,7389			
1977	47,40		47,40	47,40	2,3840	58,40	58,40	58,40	58,40	2,3840	58,40	53,65	58,60	1,9429	62,00	62,00	1,7613			
1976	45,50		45,50	45,50	2,4935	56,40	56,40	56,40	56,40	2,4935	56,40	56,04	55,88	1,9654	60,30	60,30	1,8109			
1975	43,80		43,80	43,80	2,5799	55,30	55,30	55,30	55,30	2,5799	55,30	53,68	54,61	2,0102	58,10	58,10	1,8787			
1974	42,70		42,70	42,70	2,6484	54,30	54,30	54,30	54,30	2,6484	54,30	55,65	54,80	2,0033	53,90	53,90	1,9584			
1973	40,20		40,20	40,20	2,8109	60,90	60,90	60,90	60,90	2,8109	60,90	48,84	60,08	2,1922	47,20	47,20	2,3302			
1972	37,80		37,80	37,80	2,9815	49,00	49,00	49,00	49,00	2,9815	49,00	44,91	47,36	2,3179	44,40	44,40	2,4387			
1971	36,10		36,10	36,10	3,1302	47,40	47,40	47,40	47,40	3,1302	47,40	44,91	46,40	2,3658	43,20	43,20	2,4587			
1970	32,80		32,80	32,80	3,4983	43,80	43,80	43,80	43,80	3,4983	43,80	44,18	43,85	2,4076	41,40	41,40	2,6458			
1969	27,80		27,80	27,80	4,0842	37,40	37,40	37,40	37,40	4,0842	37,40	41,33	38,97	2,6168	38,50	38,50	2,6883			
1968	25,50		25,50	25,50	4,4314	35,90	35,90	35,90	35,90	4,4314	35,90	40,10	37,58	2,9214	38,80	38,80	2,7184			
1967	24,20	24,20	24,20	24,20	4,6828	34,11	34,11	34,11	34,11	4,6828	34,11	40,73	38,78	2,8668	38,80	38,80	2,7094			
1966	24,20	24,20	24,20	24,20	4,4314	33,80	33,80	33,80	33,80	4,4314	33,80	43,48	38,74	2,8337	39,40	39,40	2,6761			
1965	23,80	23,80	23,80	23,80	4,5834	33,60	33,60	33,60	33,60	4,5834	33,60	43,41	38,69	2,8450	38,80	38,80	2,7164			
1964	22,70	22,70	22,70	22,70	4,7242	34,40	34,40	34,40	34,40	4,7242	34,40	43,82	39,18	2,8022	37,80	37,80	2,7809			
1963	21,80	21,80	21,80	21,80	4,9182	35,58	35,58	35,58	35,58	4,9182	35,58	43,62	38,80	2,8285	37,40	37,40	2,8181			
1962	20,80	20,80	20,80	20,80	5,1311	34,11	34,11	34,11	34,11	5,1311	34,11	44,25	38,17	2,8763	37,20	37,20	2,8333			
1961	19,40	19,40	19,40	19,40	5,5278	32,00	32,00	32,00	32,00	5,5278	32,00	44,76	37,10	2,9589	36,90	36,90	2,8583			
1960	18,30	18,30	18,30	18,30	6,0601	28,30	28,30	28,30	28,30	6,0601	28,30	45,17	35,94	3,0542	36,40	36,40	2,8885			
1959	17,10	17,10	17,10	17,10	6,2713	26,20	26,20	26,20	26,20	6,2713	26,20	45,17	34,62	3,1713	36,00	36,00	2,9277			
1958	16,50	16,50	16,50	16,50	6,4993	25,58	25,58	25,58	25,58	6,4993	25,58	45,46	33,53	3,2741	36,20	36,20	2,9115			
1957	3,36	3,36	3,36	3,36	6,7082	24,78	24,78	24,78	24,78	6,7082	24,78	44,69	32,74	3,3829	36,40	36,40	2,8955			
1956	3,25	3,25	3,25	3,25	6,9480	23,93	23,93	23,93	23,93	6,9480	23,93	42,21	31,24	3,5138	35,70	35,70	2,9523			
1955	3,16	3,16	3,16	3,16	7,1281	23,63	23,63	23,63	23,63	7,1281	23,63	41,08	30,43	3,6078	35,20	35,20	2,9842			
1954	3,00	3,00	3,00	3,00	7,5164	22,12	22,12	22,12	22,12	7,5164	22,12	39,61	29,20	3,7596	34,60	34,60	3,0560			
1953	2,99	2,99	2,99	2,99	7,5508	22,02	22,02	22,02	22,02	7,5508	22,02	41,08	29,65	3,7031	34,10	34,10	3,0028			
1952	3,09	3,09	3,09	3,09	7,3012	22,72	22,72	22,72	22,72	7,3012	22,72	38,46	29,45	3,7279	36,00	36,00	2,9277			
1951	2,90	2,90	2,90	2,90	14,52	7,7799	7,7799	7,7799	7,7799	14,52	7,7799	21,37	28,45	4,5490	35,20	35,20	2,8942			
195																				

Jahr	Indexreihe gemäß § 6a Abs. 1 Nr. 3 a) 2000 - 2010	Indexreihe gemäß § 6a Abs. 2 Nr. 3 b) 1968 - 1999	Indexreihe gemäß § 6a Abs. 2 Nr. 3 c) 1949 - 1968	Indexreihe gemäß § 6a Abs. 1 Nr. 3 b) (Verkettung bis 1949)	Indexreihe gemäß § 6a Abs. 1 und 2 Nr. 2 (Verkettung bis 1949)	Faktorreihe		
2010	107,50		107,50	107,50	111,39	109,78	1,0000	
2009	110,50		110,50	110,50	110,70	110,62	0,9924	
2008	121,70		121,70	121,70	108,80	113,96	0,9633	
2007	112,70		112,70	112,70	105,60	108,44	1,0124	
2006	102,20		102,20	102,20	102,50	102,38	1,0723	
2005	100,00		100,00	100,00	100,00	100,00	1,0978	
2004	89,00		89,00	89,00	89,90	95,54	1,1480	
2003	78,10		78,10	78,10	96,90	91,18	1,2040	
2002	75,90		75,90	75,90	100,30	90,54	1,2125	
2001	76,10		76,10	76,10	100,60	90,80	1,2090	
2000	72,90	100,00	72,90	72,90	100,80	89,64	1,2247	
1999		93,20	67,94	67,94	100,50	87,48	1,2580	
1998		96,40	70,28	70,28	101,10	88,77	1,2367	
1997		94,50	68,89	68,89	102,60	89,24	1,2302	
1996		94,90	69,18	69,18	104,20	90,49	1,2131	
1995		97,80	71,30	71,30	106,50	92,42	1,1879	
1994		88,70	64,66	64,66	105,50	89,16	1,2312	
1993		87,70	63,93	63,93	104,36	88,15	1,2453	
1992		97,20	70,86	70,86	101,40	89,18	1,2309	
1991		97,50	71,08	71,08	95,30	85,61	1,2823	
1990		98,20	71,59	71,59	88,70	81,88	1,3412	
1989		97,10	70,79	70,79	83,10	78,17	1,4043	
1988		92,70	67,58	67,58	80,80	75,51	1,4538	
1987		91,20	66,48	66,48	79,60	74,35	1,4765	
1986		95,90	69,91	69,91	78,26	74,88	1,4660	
1985		94,10	68,60	68,60	76,50	73,34	1,4969	
1984		88,00	64,15	64,15	75,20	71,38	1,5379	
1983		86,30	62,91	62,91	75,40	70,41	1,5593	
1982		90,10	65,68	65,68	75,70	71,69	1,5312	
1981		78,50	57,23	57,23	77,10	69,15	1,5875	
1980		77,10	58,21	58,21	75,10	67,54	1,6254	
1979		76,50	55,77	55,77	67,90	63,05	1,7412	
1978		75,60	55,11	55,11	61,60	59,12	1,8567	
1977		73,60	53,65	53,65	58,40	56,50	1,9429	
1976		75,50	55,04	55,04	56,40	55,86	1,9654	
1975		73,50	53,58	53,58	55,30	54,61	2,0102	
1974		76,20	55,55	55,55	54,30	54,80	2,0033	
1973		67,00	48,84	48,84	50,90	50,08	2,1922	
1972		61,60	44,91	44,91	49,00	47,36	2,3179	
1971		61,60	44,91	44,91	47,40	46,40	2,3658	
1970		60,60	44,18	44,18	43,90	43,95	2,4978	
1969		56,70	41,33	41,33	37,40	38,97	2,8168	
1968		55,00	40,10	56,90	40,10	37,58	2,9214	
1967				57,80	40,73	34,11	36,76	2,9886
1966				61,70	43,48	25,58	38,74	2,8337
1965				61,60	43,41	25,67	38,59	2,8450
1964				61,90	43,62	26,22	39,18	2,8022
1963				61,90	43,62	25,56	38,80	2,8285
1962				62,80	44,25	24,11	38,17	2,8763
1961				63,50	44,75	22,60	37,10	2,9589
1960				64,10	45,17	20,79	35,94	3,0542
1959				64,10	45,17	20,58	34,62	3,1713
1958				64,50	45,45	20,58	33,53	3,2741
1957				63,40	44,68	24,79	32,74	3,3529
1956				59,90	42,21	23,93	31,24	3,5139
1955				58,30	41,08	23,33	30,43	3,6078
1954				56,50	39,81	22,12	29,20	3,7598
1953				58,30	41,08	22,02	29,65	3,7031
1952				56,00	39,46	22,57	29,45	3,7279
1951				40,20	28,33	21,37	24,15	4,5450
1950				32,90	23,18	18,26	20,35	5,3950
1949				31,70	22,34	18,37	20,55	5,3409

Zinssatz für das die Eigenkapitalquote von 40 % übersteigende Eigenkapital (§ 7 Abs. 7 GasNEV)

II. Festverzinsliche Wertpapiere Inländischer Emittenten / Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank
7b) Umlaufrenditen nach Wertpapierarten

% p.a.

Jahr	Insgesamt	Bankschuldverschreibungen					Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)	Anleihen der öffentlichen Hand			Nachrichtl.: Unter inländischer Konsortialführung begebene DM-/Euro-Anleihen ausländischer Emittenten	10-Jahres-Durchschnitt Hypothekendarlehen	10-Jahres-Durchschnitt Nicht-MFIs	10-Jahres-Durchschnitt Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt	Mittelwert von 10-Jahres-Durchschnitt Hypothekendarlehen, 10-Jahres-Durchschnitt Anleihen Nicht-MFIs, 10-Jahres-Durchschnitt Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt
		zusammen	Hypothekendarlehen	Öffentliche Darlehen	Schuldverschreibungen von Spezialkreditinstituten	Sonstige Bankschuldverschreibungen		Insgesamt	darunter börsennotierte Bundeswertpapiere						
									zusammen	darunter mit einer Restlaufzeit von 9 bis einschl. 10 Jahren ¹⁾					
2001	4,8	4,9	4,9	4,8	4,9	5,0	5,9	4,7	4,7	4,8	6,2				
2002	4,7	4,7	4,7	4,7	4,8	5,0	6,0	4,6	4,6	4,8	5,6				
2003	3,7	3,7	3,7	3,8	3,7	4,1	5,0	3,8	3,8	4,1	4,5				
2004	3,7	3,6	3,6	3,5	3,6	3,8	4,0	3,7	3,7	4,0	4,0				
2005	3,1	3,1	3,1	3,0	3,1	3,3	3,7	3,2	3,2	3,4	3,2				
2006	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,9	4,2	3,7	3,7	3,8	4,0				
2007	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,6	5,0	4,3	4,2	4,2	4,8				
2008	4,2	4,5	4,5	4,5	4,3	5,0	6,3	4,0	4,0	4,0	4,9				
2009	3,2	3,5	3,3	3,4	3,3	4,2	5,5	3,1	3,0	3,2	4,0				
2010	2,5	2,7	2,5	2,6	2,6	3,1	4,0	2,4	2,4	2,7	3,7	3,86	4,96	3,75	4,19

¹⁾ Nur futurefähige Anleihen; als ungewogener Durchschnitt ermittelt.

Zinssatz gemäß § 7 Abs. 7 GasNEV = (3,86% + 4,96% + 3,75%) / 3 = 4,19 %

Anlage R zum Beschluss BK9-11-8006 (geschwärzte Fassung)

- vollständig geschwärzt -