



Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr.1, §§ 4, 34 Abs. 5 S. 2 ARegV sowie § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV, u.a.

wegen Festlegung zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

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

durch den Vorsitzenden

Helmut Fuß,

den Beisitzer

Roland Naas

und die Beisitzerin

Dr. Ulrike Schimmel,

gegenüber der Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG, Anton-Bruchhausen-Str. 4a, 48147 Münster, gesetzlich vertreten durch die Erdgas Münster Komplementär GmbH, diese gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 11.05.2011 beschlossen;

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2010 bis zum 31.12.2012 gemäß Anlage 1 dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2010 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11 und 13, Satz 2 und 3 ARegV oder Mehr- oder Mindererlöse nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2011 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
4. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, der Beschlusskammer zwölf Wochen nach Zustellung dieses Beschlusses die Anpassung der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2010 nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie die der Anpassung zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV mitzuteilen.

Der Netzbetreiber ist verpflichtet der Beschlusskammer zwölf Wochen nach Zustellung dieses Beschlusses die Anpassung der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2011 sowie die der Anpassung zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV und von volatilen Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 ARegV mitzuteilen.

Der Netzbetreiber ist verpflichtet, der Beschlusskammer zum 01.01.2012 die Anpassung der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2012 nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie die der Anpassung zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV und von volatilen Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 ARegV mitzuteilen.

Für diese Mitteilungen hat der Netzbetreiber ausschließlich die aktuelle Version der von der Bundesnetzagentur zum Download bereitgestellten XLS-Datei („Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 1 ARegV“) zu nutzen und diese vollständig und richtig ausgefüllt zu übermitteln. Beim Ausfüllen der XLS-Datei darf keine Veränderung an der Struktur vorgenommen werden.

5. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, der Beschlusskammer zum 01.01.2012 schriftlich mitzuteilen, ob er eine Anpassung der Netzentgelte auf Grund einer Anpassung der Erlösbergrenze des Kalenderjahres 2012 nach § 17 Abs. 2 ARegV vorgenommen hat.

Im Falle einer Anpassung der Netzentgelte auf Grund von geänderten Erlösbergrenzen nach § 17 Abs. 2 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten, insbesondere die Dokumentation der Verprobungsrechnung, zum 01.01.2012 vorzulegen. Die Dokumentation der Entgeltermittlung ist schriftlich und in der Struktur und mit dem Inhalt zu erstellen, wie sie in der beigefügten Anlage I vorgegeben ist.

Die zur Dokumentation gehörende und von der Bundesnetzagentur zum Download bereitgestellte XLS-Datei („Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV“) ist in ihrer aktuellen Version vollständig und richtig ausgefüllt elektronisch zu übermitteln. Beim Ausfüllen der XLS-Datei darf keine Veränderung an der Struktur vorgenommen werden.

6. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, unverzüglich den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV schriftlich bei der Beschlusskammer 9 anzuzeigen.
7. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 30. Juni des dem abgeschlossenen Jahr der Regulierungsperiode folgenden Kalenderjahres – erstmals zum 30.06.2011 und letztmalig zum 30.06.2013 – die zur Führung des Regulierungskontos nach § 5 ARegV notwendigen Daten mitzuteilen. Dies betrifft insbesondere die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen, sowie die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und den in der Erlösbergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.

Hierzu hat der Netzbetreiber ausschließlich die aktuelle Version der von der Bundesnetzagentur zum Download bereitgestellte XLS-Datei („Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 2 ARegV“) zu verwenden; diese ist vollständig und richtig ausgefüllt zu übermitteln. Beim Ausfüllen der XLS-Datei darf keine Veränderung an der Struktur vorgenommen werden.

8. Für die elektronische Übermittlung hat der Netzbetreiber das über die Internet-Seite <http://www.bundesnetzagentur.de> erreichbare Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zu nutzen. Sämtliche Dokumente müssen vor der Übertragung im Energiedaten-Portal mit dem im Internet bereitgestellten Verschlüsselungsprogramm verschlüsselt werden.

Gründe

I.

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 der Anreizregulierungsverordnung vom 29.10.2007 - ARegV - (BGBl. I S.2529) 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 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 07.07.2005 - EnWG - (BGBl. I S.1970) über die Einleitung des Verfahrens informiert.

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 20.10.2008 (Az. BK4-07/108) festgestellt, dass bei dem Netzbetreiber die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 1 und 2 GasNEV nicht vorliegen. Daher hat sie von ihren Befugnissen nach § 65 EnWG Gebrauch gemacht und den Netzbetreiber zur Vorlage eines Entgeltgenehmigungsantrags nach § 23a EnWG verpflichtet. Die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 07.10.2009 (Az. BK9-08/113) erstmals die Netzentgelte des Netzbetreibers genehmigt. Gemäß § 34 Abs. 5 S. 2 der Anreizregulierungsverordnung vom 29.10.2007 - ARegV - (BGBl. I S.2529) werden nunmehr die Netzentgelte des Netzbetreibers zum 01.01.2010 im Wege der Anreizregulierung unter anteiliger Berücksichtigung der Effizienzvorgaben für die erste Regulierungsperiode bestimmt.

Zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers lagen der Beschlusskammer die Daten aus dem vorangegangenen Netzentgeltgenehmigungsverfahren nach § 23 a EnWG i.V.m. der GasNEV vor, darüber hinaus war die Abfrage weiterer Netzbetreiberdaten erforderlich. Um die Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, war eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern vorzunehmen. Die erforderlichen Strukturdaten der Fernleitungsnetzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 22.07.2009 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 14/2009, S. 2940 ff.) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten I hatte bis zum 01.09.2009 und die Übermittlung der Strukturdaten II bis zum 15.10.2009 durch den Netzbetreiber über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zu erfolgen.

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten waren Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen. Aus diesem Grund wurde der Netzbetreiber mit Schreiben vom 01.09.2009 aufgefordert, der Regulierungsbehörde eine elektronisch bereitgestellte XLS-Datei („Überleitungsrechnung ÜFLNB“) mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen zu übermitteln. Der Netzbetreiber wurde aufgefordert, jeweils eine separate Überleitungsrechnung für das Pächterunternehmen und jedes Verpächterunternehmen auszufüllen, sofern hinsichtlich eines Pachtverhältnisses ein separater Erhebungsbogen in der Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG zu Grunde gelegt wurde. Die Überleitungsrechnung war ausgehend von den der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kostenwerten auszufüllen. Die Netzbetreiber hatten die Möglichkeit, im Entgeltgenehmigungsverfahren nicht richtig zugeordnete Kostenbestandteile umzubuchen und so falsche Zuordnungen zu korrigieren. Des Weiteren wurde durch die Überleitungsrechnung der in den Kosten des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nach § 23a EnWG enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 bis 11 ARegV abgefragt. Die vorgenommenen Umbuchungen waren von den Netzbetreibern mit laufenden Nummern zu kennzeichnen und zu erläutern. Die in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden von der Regulierungsbehörde 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 erfasste 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 im Netzentgeltgenehmigungsverfahren nach § 23a EnWG für das jeweilige Pachtverhältnis ein separater Erhebungsbogen zu Grunde gelegt wurde.

Soweit es sich bei einem Pachtverhältnis um eine sog. Leitungsgesellschaft handelt, wurde analog zur Vorgehensweise im Netzentgeltgenehmigungsverfahren nach § 23a EnWG die sich ergebenden Gesamtkosten der Leitungsgesellschaft mit den Nutzungsanteilen des Netzbetreibers multipliziert und dann den weiteren Betrachtungen zu Grunde gelegt.

Die Übermittlung der Überleitungsrechnung durch den Netzbetreiber erfolgte über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur.

Mit Schreiben vom 12.11.2009 wurde dem Netzbetreiber das Ergebnis der Prüfung und Konsolidierung der Überleitungsrechnung mitgeteilt. Zum Zwecke der nochmaligen Überprüfung durch den Netzbetreiber wurde die für die Ermittlung der Aufwandsparameter verwendete Überleitungsrechnung über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt. Etwaige durch Netzbetreiber geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt.

Am 07.12.2009 fand 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 22.12.2009, um 12.00 Uhr eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind daraufhin Stellungnahmen von betroffenen Unternehmen und Verbänden, die ebenfalls an der Anhörung teilgenommen haben, eingegangen (VIK - Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., VEA - Bundesverband der Energieabnehmer e.V., bdew e.V., WINGAS TRANSPORT GmbH (vormals WINGAS TRANSPORT GmbH & Co.KG), ONTRAS-VNG Gastransport GmbH, Statoil Deutschland Transport GmbH, Open Grid Europe GmbH (vormals: E.ON Gastransport GmbH), Thyssengas GmbH, Gasunie Deutschland Transport Service GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH und ENI Gas Transport Deutschland S.p.A.). Auch nach Fristablauf eingegangene Stellungnahmen wurden bei der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse berücksichtigt.

Von Seiten der Verbraucherverbände wurde vorgetragen, dass die Effizienzvergleiche im politischen Entstehungsprozess so sehr aufgeweicht worden seien, dass mit echten Effizienzsteigerungen und sinkenden Netzentgelten kaum zu rechnen sei. Der Effizienzvergleich setze keine hinreichenden Anreize zur Kostensenkung. Die Verwendung von zwei Kostentreibern sei daher vollkommen ausreichend, da bei Verwendung weiterer Parameter in der DEA kaum noch Ineffizienzen festgestellt werden könnten. Die Parameter „Quadratwurzel aus Transportmomentfläche“ und „mengengewichtete Druckdifferenz“ seien geeignet, die Transportaufgabe der überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber hinreichend genau zu beschreiben.

Die betroffenen Netzbetreiber und deren Verbände haben hingegen vorgetragen, dass eine Benachteiligung der Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber den Verteilernetzbetreibern vorliege. Eine strukturelle Vergleichbarkeit der überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber untereinander sei bereits nicht gegeben, da die Vergleichsgruppe äußerst heterogen sei. Die Versorgungsaufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber könne zudem nicht hinreichend sachgerecht durch zwei Parameter abgebildet werden. Es wird daher vorgeschlagen, zwei

Modelle mit jeweils zwei Parametern zu berechnen und eine Art „best-of-four“ wie bei den VNB durchzuführen.

Grundsätzlich sei zu begrüßen, dass eine ingenieurwissenschaftliche Analyse der Kostentreiber durchgeführt wurde und dass dem Effizienzvergleich der regionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber zu Grunde gelegte Modell nicht ohne weitere Überprüfung auf die überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber übertragen worden sei.

Auf Basis des Anhörungstermins am 07.12.2009 sei eine endgültige Stellungnahme nicht möglich, da einerseits die Stellungnahmefrist zu kurz war, um den ingenieurwissenschaftlichen Ansatz der Kostentreiberanalyse nachzuvollziehen und andererseits nach dem Termin und den ergänzenden schriftlichen Erläuterungen noch etliche Fragen offen geblieben seien.

Die Datenqualität der abgefragten Strukturdaten II sei schlecht. Es sei demnach nicht abschätzbar, wie stark sich etwaige Abweichungen im Datenbestand auswirken. Bei den Strukturdaten II sei ohnehin angenommen worden, dass diese nur für eine gegebenenfalls durchzuführende Referenznetzanalyse erhoben worden seien und nicht, dass sie zur Bestimmung von Vergleichsparametern im Rahmen der DEA verwendet würden. Für die Durchführung einer relativen Referenznetzanalyse wäre die Qualität des Datenbestandes ausreichend gewesen.

Die Herleitung der Vergleichsparameter sowie für deren Bestimmung verwendete Algorithmen und die herangezogenen Datenquellen seien nicht nachvollziehbar. Eine umfangreiche Analyse verschiedener Alternativmodelle sei aufgrund der offenen Fragen zur Berechnung sowie zur Datenqualität und Vergleichbarkeit unerlässlich.

Die vorgeschlagenen Vergleichsparameter „Quadratwurzel aus Transportmomentfläche“ und „mengengewichtete Druckdifferenz“ seien stark miteinander korreliert und könnten deshalb zu einem Parameter zusammengefasst werden. Deshalb könne ein weiterer, unabhängiger Vergleichsparameter identifiziert werden.

Die Vergleichsparameter müssten an realen Netzbetreibern getestet werden, um herauszufinden, ob sich die Realität mit den gefundenen Vergleichsparametern beschreiben lässt.

Die Altersstruktur der Netze werde nicht hinreichend berücksichtigt. Kapitalkostenunterschiede würden zwar durch die Vergleichbarkeitsrechnung egalisiert, die Betriebskostenunterschiede zwischen älteren und neueren Netzstrukturen würden hingegen nicht berücksichtigt. Es solle geprüft werden, ob durch die vorgeschlagenen Vergleichsparameter die höheren Kapital- und Betriebskosten bei Netzen mit vielen Ausspeisepunkten angemessen berücksichtigt worden seien. Es sei weiterhin zu

berücksichtigen, dass die abgefragten Strukturdaten die Situation im Jahr 2007 widerspiegeln. Seitdem gab es wesentliche Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen (GaBiGas, Marktgebietszusammenlegung) und weitere Veränderungen seien zu erwarten (Novelle Gas NZV, Vorgaben Kapazitätsmanagement). Durch Marktgebietszusammenlegung seien die ausgespeisten Jahresmengen geringer als zuvor, die Schaffung eines gemeinsamen Marktgebiets solle einem Netzbetreiber jedoch nicht zum Nachteil gereichen. „Stranded investments“ müssten im Effizienzvergleich berücksichtigt werden.

Bei der Auswahl der Vergleichsparameter sei sicherzustellen, dass keine unerwünschte Anreizwirkung entsteht. Es sei zu prüfen, ob die Verwendung des Transportmoments negative Auswirkungen auf die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten habe.

Die geografische Verteilung von Ein- und Ausspeisepunkten werde über das Transportmoment nicht berücksichtigt, offen sei hierbei noch wie dieser Unterschied sachgerecht abgebildet werden könne.

Im Vorabbericht von CONSENTEC / IAEW sei erwähnt, dass sich bei eindimensionalen Netzstrukturen eine Fläche von Null ergibt und dass dieser Fall auszuschließen sei. Dies würde bei Netzbetreibern mit nur einem Aus- und einem Einspeisepunkt zu einem rechnerischen Transportmoment in Höhe von Null führen, was nicht sachgerecht sein könne.

In der Datenerhebung seien lediglich die tatsächlich geflossenen Mengen abgefragt worden. „Kommerzielle“ Aspekte des Netzbetriebs hätten somit keinen Eingang gefunden, obwohl insbesondere Kapazitäten als exogener Faktor zu berücksichtigen wären. Auch die Verprobungsrechnung im Rahmen der Entgeltgenehmigung erfolge auf Basis der voraussichtlich gebuchten Kapazitäten. Nur die buchbare Kapazität könne dabei zur Berechnung des Transportmoments herangezogen werden. Alternativ zur „Quadratwurzel aus Transportmomentfläche“ sei die Rohrleitungsoberfläche verwendbar, da diese die Leitungsdurchmesser ebenfalls abbildet, zudem wäre die Fläche dann entbehrlich.

Die Verwendung der Einheit kWh/h sei für einen Effizienzvergleich generell besser geeignet als m_n^3/h , da damit ein Vergleich über unterschiedliche Gasqualitäten hinweg möglich sei.

Es sei nicht hinreichend klar, wie die vier Modellnetztypen, welche die Grundlage der Kostentreiberanalyse bilden, generiert wurden. Die Parametrierung hänge insbesondere von der Berechnungslogik der Referenznetzanalyse ab, diese sei allerdings noch nicht ausreichend kommuniziert worden. Es sei wichtig, mehr Transparenz diesbezüglich zu schaffen. Es sei als methodisch fraglich anzusehen, dass so weitgehend abstrahiert werde, dass in den Modellnetzen eine Versorgung ohne Verdichter möglich ist.

Nur bei ähnlicher bzw. gleicher Wetterlage und Kundenstruktur sei die Höchstlast je Punkt als Vergleichsgröße geeignet. Wenn die maximale Einspeiselast zu einem anderen Zeitpunkt als die maximale Ausspeiselast erfolge, führe dies zu einem verfälschten Ergebnis. Das ließe sich entweder durch die Berücksichtigung zeitlich verschiedener Szenarien beheben oder indem von allen Einspeisepunkten und von allen Ausspeisepunkten die Stundendaten über das ganze Jahr zur Bestimmung des Transportmomentes verwendet würden.

Bei der mengengewichteten Druckdifferenz könne nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die Kosten sinken, wenn die Druckdifferenz erhöht werde, denn dabei werde insbesondere die tatsächlich gegebene Notwendigkeit der Druckreduzierung vor einer Ausspeisung an Letztverbraucher und der Reduzierung von Eingangsdrücken nach der Einspeisung in das Netzgebiet des Netzbetreibers vernachlässigt.

Höhenunterschiede könnten zu einem niedrigeren Enddruck führen und rechtfertigten den Einsatz von Verdichterkapazitäten. Die notwendige Verdichterleistung und demnach auch die Kosten seien abhängig vom jeweiligen Druckniveau, es sei somit nicht ausreichend, nur die Druckdifferenz zu ermitteln. Bei der Druckdifferenz bleibe der Netzpuffer unberücksichtigt.

Der Vortrag von Sumicsid sei wenig aufschlussreich gewesen, es solle eine erneute Konsultation, im Anschluss an die Auswertung durch Sumicsid, stattfinden. Die „Anhörung“ genüge den Verpflichtungen der Behörde nach § 67 Abs. 1 EnWG sowie § 28 Abs. 1 VwVfG nicht. Im Gegensatz zur Konsultation der Methoden und Vergleichsparameter bei den Gasverteilernetzbetreibern und den regionalen Gasfernleitungsnetzbetreibern seien keine konkreten Modelle und Ergebnisse bzw. Effizienzwerte oder -verteilungen vorgestellt worden. Weitere Konsultationstermine seien daher unbedingt erforderlich.

Mit Schreiben vom 14.01.2010 wurde dem Netzbetreiber mitgeteilt, dass die im Effizienzvergleich verwendeten Daten (Aufwands- und Vergleichsparameter) über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur – zum Zwecke der nochmaligen Überprüfung durch den Netzbetreiber – zur Verfügung gestellt wurden. Etwaige durch Netzbetreiber bis zum 17.02.2010 geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt. Die letztmalige Datenrückspiegelung erfolgte dann am 26.02.2010.

Es wurden durch die Bundesnetzagentur folgende Maßnahmen zur Plausibilisierung und Validierung der von den Netzbetreibern gelieferten Daten durchgeführt: Nach Eingang der Strukturdaten I wurden diese im Hause der Bundesnetzagentur zahlreichen Plausibilitätsprüfungen unterzogen.

Die Bundesnetzagentur hat für die Plausibilitätsprüfungen verschiedene Möglichkeiten genutzt, um mögliche Missverständnisse, Fehler bei der Dateneingabe und Inkonsistenzen

zu identifizieren und diese gegenüber den Netzbetreibern zu kommunizieren. Die Plausibilisierung erfolgte auch unter Zuhilfenahme anderer Informationsquellen; zu diesen zählen die Angaben des der Kostenprüfung zugrundeliegenden Erhebungsbogens, die von den Netzbetreibern gemäß des § 27 GasNEV auf deren Internetseiten zu veröffentlichen Informationen sowie die Gasnetzkarte des BDEW (URL: <http://www.gasnetzkarte.de>).

Mit Hilfe der genannten Informationsquellen wurden die von den Netzbetreibern eingereichten Strukturdaten I Prüfungen im Hinblick auf Plausibilität, Vollständigkeit und Konsistenz unterzogen. Die Netzbetreiber wurden sodann individuell dazu aufgefordert, die festgestellten Abweichungen zu überprüfen, die Strukturdaten I gegebenenfalls zu ändern und erneut an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

- 1) *Rohrvolumen:* Der in den Strukturdaten I übermittelte Wert des Rohrvolumens wurde mit dem vom Netzbetreiber genannten Wert im Erhebungsbogen für die Kostenprüfung abgeglichen und Abweichungen von über 5% wurden an die Netzbetreiber gemeldet.
- 2) *Ausspeisepunkte:* Sofern keine Ausspeisepunkte angegeben wurden, wurde der Netzbetreiber aufgefordert, die fehlenden Angaben zu ergänzen. Die in den Strukturdaten I übermittelte Summe der Ausspeisepunkte wurde mit dem vom Netzbetreiber genannten Wert im Erhebungsbogen für die Kostenprüfung und mit dem auf der Internetseite veröffentlichten Wert abgeglichen. Abweichungen von über 5% wurden an die Netzbetreiber gemeldet. *Fremdnutzungsanteile:* Für jede Durchmesserklasse und für jede Druckstufe wurde überprüft, ob der über alle Materialarten angegebene Fremdnutzungsanteil der Rohrleitungslänge mit dem angegebenen Fremdnutzungsanteil des übermittelten Rohrvolumens übereinstimmt. Deutliche Abweichungen wurden an die Netzbetreiber gemeldet.
- 3) *Jahresarbeit und zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ein- und Ausspeisungen:* Die Übermittlung der Jahresarbeit sollte von den Netzbetreibern sowohl in der Dimension Normkubikmeter (m_n^3) als auch in der Dimension Kilowattstunde (kWh) angegeben werden. Die Übermittlung der zeitgleichen Jahreshöchstlast wurde von den Netzbetreibern sowohl in der Dimension Normkubikmeter pro Stunde (m_n^3/h) als auch in der Dimension Megawatt (MW) abgefragt. Zur Überprüfung der übermittelten Werte wurde für jede Zeile der eingespeisten Jahresarbeit 2007, der ausgespeisten Jahresarbeit 2007, der historischen Werte der ausgespeisten Jahresarbeit sowie der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Ein- und Ausspeisungen der sich rechnerisch ergebende Brennwert ermittelt, indem die Jahresarbeit in kWh durch die Jahresarbeit in (m_n^3) dividiert wurde und die zeitgleiche Jahreshöchstlast in MW mit 1000 multipliziert und danach durch die zeitgleiche Jahreshöchstlast in (m_n^3/h) dividiert wurde.

Da die Ergebnisse dieser Berechnung den durchschnittlichen Brennwert des Gasversorgungsnetzes in dem betrachteten Jahr widerspiegeln, wurde von einem Wert ausgegangen, der ca. 10 beträgt. Sofern erhebliche Abweichungen gegenüber den erwarteten Werten erkannt wurden, wurde dies den Netzbetreibern mitgeteilt. Diese Prüfung diente zum einen der Identifizierung von Dimensionsfehlern, zum anderen diente sie der Konsistenzprüfung. Es wurde davon ausgegangen, dass die einzelnen berechneten Wert nicht erheblich voneinander abweichen. Ebenfalls geprüft wurde, ob alle Daten (Pflichtfelder) vollständig ausgefüllt waren.

Der in den Strukturdaten I übermittelte Wert der ausgespeisten Jahresarbeit und der zeitgleichen Jahreshöchstlast wurde mit dem vom Netzbetreiber genannten Wert im Erhebungsbogen für die Kostenprüfung und mit dem Wert, der von den Netzbetreibern auf ihrer Internetseite veröffentlicht wurde, abgeglichen. Abweichungen von über 5% wurden an die Netzbetreiber gemeldet.

Bei der Überprüfung der übermittelten Werte ist vereinzelt aufgefallen, dass für alle Jahre identische Werte für die zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ein- und Ausspeisungen angegeben waren.

- 4) *Fehlende Strukturdaten:* Vereinzelt wurden keine Angaben zum H-Gasnetz gemacht, obwohl die entsprechenden Informationen in den an die Bundesnetzagentur übermittelten Strukturdaten II und auch die Gasnetzkarte des BDEW (URL: <http://www.gasnetzkarte.de>) die Vermutung nahelegten, dass ein H-Gasnetz betrieben wird.
- 5) *Leitungslänge:* Die in den Strukturdaten I übermittelte Summe der Leitungslänge wurde mit dem vom Netzbetreiber genannten Wert im Erhebungsbogen für die Kostenprüfung und mit dem der Gasnetzkarte vom BDEW (URL: <http://www.gasnetzkarte.de>) entnommenen Wert abgeglichen. Abweichungen von über 5% wurden an die Netzbetreiber gemeldet.

Am 23.10.2009 wurde den Netzbetreibern per E-Mail eine Liste mit Auffälligkeiten bzw. möglichen Unplausibilitäten übermittelt. Die Netzbetreiber wurden aufgefordert, ihre Angaben im Hinblick auf die aufgelisteten Punkte zu überprüfen und diese gegebenenfalls zu korrigieren. Bei dieser Prüfung wurde nur auf Werte abgestellt, die vor dem 20.10.2009 an die Bundesnetzagentur übermittelt wurden. Zu den aufgeführten Auffälligkeiten bzw. möglichen Fehlern wurden seitens der Bundesnetzagentur außerdem Hinweise hinsichtlich möglicher Fehlerursachen gegeben.

Die Netzbetreiber wurden gebeten, die in der E-Mail genannten Anmerkungen zu Ihren Daten zu prüfen und zu erläutern. Es wurde darauf hingewiesen, dass fehlende oder offenkundig unzutreffende Daten gemäß § 30 ARegV durch Schätzung bestimmt werden können. Die Netzbetreiber wurden gebeten, falls notwendig, einen geänderten Datensatz bis zum 30.10.2009 vollständig an die Bundesnetzagentur zu übermitteln und Abweichungen zu erläutern. Die Rückläufer wurden ebenfalls erneut mit den zuvor genannten Prüfroutinen auf Plausibilität, Konsistenz und Vollständigkeit hin geprüft. Sofern weiterhin Unplausibilitäten bestanden wurden die Netzbetreiber erneut kontaktiert und um Korrektur bzw. Erläuterung gebeten.

Nachdem am 15.10.2009 die Frist zur Einreichung der Strukturdaten II abgelaufen war, wurden diese ebenfalls plausibilisiert. Um den Aufwand bei den Netzbetreibern so gering wie möglich zu halten und aufgrund der Komplexität der Daten, wurden zunächst nur die Daten einer Plausibilitätsprüfung unterzogen, die Eingang in die Berechnung der von der Firma Consentec/IAEW vorgeschlagenen Vergleichsparameter finden. Dies waren insbesondere die Angaben in dem Tabellenblatt „NKP_NAP“.

Es wurde geprüft, ob Angaben in dem Tabellenblatt „NKP_NAP“ gemacht wurden. Zudem wurde geprüft, ob bei den angegebenen Netzkopplungs-/Netzanschlusspunkten Angaben zu den Durchflüssen und den Minimal- bzw. Maximaldrücken an diesen Punkten gemacht wurden ($Q_{\min}$, $Q_{\max}$, Q_{Gesamt}). Wenn seitens der Netzbetreiber keine Angaben gemacht wurden, wurden diese aufgefordert, die Werte durch eine erneute Datenübermittlung über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur nachzureichen.

Außerdem wurde geprüft, ob die angegebenen Netzkopplungs-/Netzanschlusspunkten durch die angegebenen Leitungsabschnitte erreicht werden können. In Einzelfällen kam es vor, dass einzelne Netzkopplungs-/Netzanschlusspunkten durch die angegebenen Leitungen nicht verbunden waren bzw. nicht erreicht werden konnten. Die Netzbetreiber wurden dann gebeten, diese Angaben zu prüfen und zu erläutern bzw. die Strukturdatenabfrage II erneut an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Die weitergehende Plausibilisierung der Strukturdaten II wurde durch die Firma Consentec/IAEW durchgeführt, da die oben genannten Unvollständigkeiten und Unplausibilitäten insbesondere bei der Berechnung der Parameter „Quadratwurzel aus der Transportmomentfläche“ und „mengengewichtete Druckdifferenz“ auftraten.

Mit E-Mail vom 12.11.2009 und 17.11.2009 wurde den Netzbetreibern, bei denen notwendige Angaben zur Berechnung der zuvor genannten Parameter fehlten bzw. nicht plausibel waren, diese Unplausibilitäten mitgeteilt. Die Netzbetreiber wurden gebeten, die in

der E-Mail genannten Anmerkungen zu ihren Daten zu prüfen und diese gegebenenfalls bis zum 20.11.2009 bzw. 24.11.2009 zu korrigieren.

Neben den Prüfungen durch die Bundesnetzagentur ist die Datenrückspiegelung an die Netzbetreiber ein wichtiger Bestandteil der Datenplausibilisierung. Aus diesem Grund wurde den Netzbetreibern am 12.11.2009 erstmals ein Datensatz, bestehend aus Strukturdaten I und Strukturdaten II zur Verfügung gestellt. In einer weiteren Datenrückspiegelung am 18.01.2010 wurde den Netzbetreibern ein Datensatz bestehend aus den Strukturdaten I, den Strukturdaten II und den hieraus errechneten kombinierten Parametern sowie den von der Bundesnetzagentur berechneten Aufwandsparametern zurückgespielt. Da einigen Netzbetreiber noch eigene Missverständnisse in den Datendefinitionen auffielen und die Netzbetreiber diese an die Bundesnetzagentur meldeten, wurden alle Netzbetreiber auf diese möglichen Missverständnisse aufmerksam gemacht. Sie wurden gebeten, ihre eigenen Daten dahingehend zu überprüfen und einen neuen Datensatz bis zum 27.01.2010 über das Energiedatenportal an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Eine letztmalige Datenrückspiegelung erfolgte am 26.02.2010. Hier wurde ein Datensatz übermittelt, der die Strukturdaten II ergänzt um Dokumentationen der Berechnung der Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte und der von der Firma Consentec/IAEW durchgeführten Rechenschritte zur Ermittlung der Parameter „Quadratwurzel aus Transportmomentfläche“ und „mengengewichtete Druckdifferenz“ enthielt.

In ihren Stellungnahmen hat die Mehrzahl der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf mögliche Datenkorrekturbedürfnisse hinsichtlich des Vergleichsparameters „Quadratwurzel aus Transportmomentfläche“ hingewiesen und von einigen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber wurden im laufenden Verfahren im Zusammenhang mit Kapazitätsüberlassungen Bedenken im Hinblick auf die Sachgerechtigkeit der Zuordnung von Strukturparametern vorgetragen.

Die Bundesnetzagentur hat die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber zu einer erneuten Überprüfung ihrer Strukturdatenlieferungen insbesondere im Hinblick auf eine möglicherweise nicht sachgerechte Zuordnung von Strukturparametern im Zusammenhang mit vertraglich überlassenen Kapazitäten aufgefordert. Die Datenlieferungen wurden von der Bundesnetzagentur plausibilisiert. Im Falle unplausibler Datenlieferungen wurden die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert Korrekturen vorzunehmen und der Bundesnetzagentur die korrigierten Daten zu übermitteln.

In den Stellungnahmen der Netzbetreiber wurden erhebliche Zweifel an dem Parameter „Maximum aller mengengewichteter Druckdifferenzen vermindert um die individuelle mengengewichtete Druckdifferenz“ vorgetragen. Zudem wurde insbesondere die

Kombination von Parametern zu einem Einzelparameter „Quadratwurzel aus Transportmomentfläche“ kritisiert.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II.

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt auf Grundlage des § 4 Abs. 1 und 2 ARegV i.V.m. den dort genannten Rechtsvorschriften.

1. Zuständigkeit

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

2. Ermächtigungsgrundlage

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, 19, 22, 24 und 25 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Gemäß § 34 Abs. 5 S. 2 ARegV werden die Netzentgelte der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze zum 01.01.2010 im Wege der Anreizregulierung unter anteiliger Berücksichtigung der Effizienzvorgaben für die erste Regulierungsperiode bestimmt, wenn eine Anordnung im Sinne des § 3 Abs. 3 S. 4 GasNEV nach dem 01.10.2007 erfolgt ist.

Die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert vier Jahre (§ 34 Abs. 1b S. 1 i.V.m. § 3 Abs. 2 ARegV). Für die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber reduziert sich die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode jedoch auf drei Jahre, da ihre Entgelte gemäß § 34 Abs. 5 S. 2 ARegV erst ab dem 01.01.2010 im Wege der Anreizregulierung bestimmt werden. Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV).

Die festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung ergeben sich aus Anlage 1, Zellen 8-E bis 8-G.

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

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

3. Effizienzwertermittlung

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb von zwei Regulierungsperioden abgeschlossen sein soll (§ 16 Abs. 1 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers ermittelt sich aus der Differenz der Gesamtkosten (§ 6 ARegV) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV ($KA_{dnb,t}$) und den mit dem Effizienzwert im Sinne des § 15 Abs. 3 S.1 ARegV multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (§ 15 Abs. 3 S.2 ARegV).

3.1. Nationaler Effizienzvergleich

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für die zehn überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach § 22 Abs. 3 S.1 bis 3 ARegV i.V.m. den dort genannten Vorschriften ergebenden Wertes.

Die Bundesnetzagentur hat einen nationalen Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte der überregionalen 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. Dies ergibt sich aus dem allgemeinen Rechtsgedanken des § 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. Allgemein kann aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs jedoch nicht abgeleitet werden, welche 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.

3.2. 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.¹

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer analytischen Kostentreiberanalyse und anschließenden statistischen Validierung ein sogenanntes „doppeltes Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs.1 Nr.1 bis 3 i.V.m. Abs.2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparameter ohne standardisierte Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr.1 und 2 ARegV) einer statistischen Effizienzanalyse mittels Data Envelopment Analysis (DEA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 ARegV ermittelten Vergleichsparameter blieben gemäß § 12 Abs. 4a Satz 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 zu § 12 ARegV). Es gab keine Ausreißer mit einem niedrigen Effizienzwert von unter 60 Prozent (§ 22 Abs. 3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV).

3.2.1. 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 zu § 12 ARegV). In

¹ 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.

dieser Analysemethode orientieren sich alle Unternehmen an den effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

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

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG) wird zudem dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem findet nach § 12 Abs. 4 ARegV eine Deckelung der Effizienzwerte statt. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Härtefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV), z. B. durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau 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.²

3.2.1.1. Kostentreiberanalyse

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs.3 S.7 ARegV eine analytische Kostentreiberanalyse durchgeführt. Diese dient der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter (siehe dazu die Ausführungen unter Ziffer 3.2.2.2.), die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die DEA setzt methodisch eine gewisse Relation zwischen der Unternehmensanzahl (decision making unit – dmu) und der Anzahl kostentreibender Parameter voraus, um eine zufriedenstellende Trennung der Ergebnisse zu ermöglichen. Für die zu vergleichenden zehn Unternehmen ist die Verwendung von maximal drei Kostentreibern gerechtfertigt.

² BR-Drs. 417/07 S.54

Die Parameter „Transportmoment“, „Fläche des Versorgten Gebietes“ und „Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte“ wiesen einen hohen Erklärungsgehalt auf. Die so identifizierten und validierten Kostentreiber wurden als Outputparameter in die Effizienzvergleiche mittels DEA eingeführt.

3.2.1.2. 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 zehn Unternehmen an dem Effizienzvergleich der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber teilnahmen und somit keine ausreichende Datengrundlage für die Durchführung eines aussagekräftigen nationalen Effizienzvergleichs mittels SFA gegeben war.

3.2.1.3. 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 wird, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber für die im Entscheidungszeitpunkt geprüfte Kostendaten vorlagen. 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 bei geringstem gewichteten Input zugleich den größten gewichteten Output 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).

3.2.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparemeter und Vergleichsparemeter zu berücksichtigen. Als Aufwandsparemeter sind gemäß § 22 Abs.3 ARegV die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen. Die Ermittlung der Vergleichsparemeter erfolgt nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV. Insgesamt wurden Daten von zehn überregionalen Fernleitungsnetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

3.2.2.1. Aufwandsparemeter

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 22 Abs. 3 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Dabei wird zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne standardisierte 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 ARegV, auszugehen. Für die erste Regulierungsperiode ist demnach gemäß § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen, die auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2007 basiert. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind, gemäß § 14 Abs. 1 Nr.2 ARegV, die nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandsparemeter mit standardisierten Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten 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, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

3.2.2.1.1. Überleitungsrechnung

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung erfordert gemäß §§ 14 Abs. 1 Nr.1, 6 Abs. 2 ARegV die Überleitung der Kostenwerte des letzten Netzentgeltgenehmigungsverfahrens gemäß § 23a EnWG i.V.m. den Regelungen der GasNEV.

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten waren Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen. Aus diesem Grund wurden die Netzbetreiber aufgefordert der Regulierungsbehörde jeweils eine elektronisch bereitgestellte XLS-Datei („Überleitungsrechnung ÜFLNB“) mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen für das Pächterunternehmen und die Verpächterunternehmen zu übermitteln.

In der Anlage 2 ist die Ermittlung der Aufwandsparemeter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen dargestellt.

3.2.2.1.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile

Auf Grundlage der Überleitungsrechnung wurde der in den Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß §§ 11 Abs. 2, 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelt. Die Gesamtkosten bestimmen sich nach den der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde gelegten Kostenwerten.

Es wurden dabei die im Folgenden dargelegten Kostenbestandteile berücksichtigt:

Konzessionsabgaben sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. 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.³ Die Beschlusskammer geht davon aus, dass sich diese Kosten und Erlöse regelmäßig ausgleichen. „Folgekosten“ aus Konzessionsverträgen stellen keine dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 2 ARegV dar. Der Wortlaut des § 11 Abs. 2 Nr. 2 ARegV spricht unmissverständlich von „Konzessionsabgaben“. Diese klare Formulierung umfasst die Entgelte, die für die Inanspruchnahme der Straßen, Wege und Plätze einer Gemeinde aufgrund eines Konzessionsvertrages zu zahlen sind. Andere Leistungen sind von diesem Begriff nicht umfasst, was sich auch aus der Konzessionsabgabenverordnung ergibt. § 3 KAV differenziert klar zwischen Konzessionsabgaben und anderen Leistungen im Rahmen des Konzessionsvertrags.

Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr.3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind.⁴ Die Gewerbesteuer und die darauf

³ BR-Drs. 417/07, S.51.

⁴ BR-Drs. 417/07, S.51.

entfallenden Nebenleistungen sind gemäß § 4 Abs. 5b EStG keine abzugsfähigen Betriebsausgaben. Somit stellt die kalkulatorische Gewerbesteuer keine Betriebssteuer im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr.3 ARegV dar. Der Verordnungsgeber hat bewusst die abstrakte Form des Verweises auf das Steuerrecht gewählt, um so der Veränderbarkeit des Steuerrechtes Rechnung zu tragen. Der Verordnungsgeber hat sich demgegenüber nicht für eine namentliche Nennung der zu berücksichtigenden Steuern entschieden. Maßgeblich ist die Rechtslage zum Entscheidungszeitpunkt.

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

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

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 der „Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG“ (KoV) in der Fassung vom 29.07.2008 entwickelt und vertraglich festgelegt worden. So verweist § 6 Abs. 5 der KoV für die Wälzung der Biogaskosten auf die Anlage 4 „Regelungen Biogas zwischen Netzbetreibern – Leitfaden zur Kostenwälzung Biogas“. Die Biogaswälzungskosten sind demnach vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber wie Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen zu behandeln. Demnach finden auf die Kosten der Biogaswälzung alle Regelungen der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und somit der § 11 Abs.2 Nr.4 ARegV analog Anwendung.

Genehmigte Investitionsbudgets sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.6 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

Kosten der Gasnetzbetreiber aufgrund der Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß §§ 41a ff. GasNZV und § 20a GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.8a ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in der Höhe, in der die Kosten unter Berücksichtigung der Umlage nach § 20b GasNEV beim Netzbetreiber verbleiben. Im Rahmen der KoV hat der BDEW einen Leitfaden zur Kostenwälzung Biogas entwickelt, der die Umsetzung der Umlage nach § 20b GasNEV darstellt. Nach dem in diesem Leitfaden beschriebenen Verfahren der Kostenwälzung werden sämtliche dem Netzbetreiber durch

Biogaseinspeisung entstehenden Kosten über die Umlage Erlöst. Darüber hinaus verbleiben dem Netzbetreiber keine Biogaseinspeisekosten.

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 Nr.9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Diesbezüglich geht die Beschlusskammer grundsätzlich 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 Zeitpunkt der letzten Kostenprüfung aus den verschiedensten Gründen noch nicht vollständig abgeschlossen war, wird für die erste Regulierungsperiode eine Übergangsregelung akzeptiert: Es ist zulässig, die Kosten für betrieblich und tarifvertraglich geregelte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Mitarbeitern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten auszuweisen, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt sind, deren Tätigkeit aber ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgt und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber angestrebt ist. Will der Netzbetreiber von dieser Übergangsregelung Gebrauch machen, so hat er nachvollziehbar darzulegen und zu quantifizieren, welche Mitarbeiter ausschließlich für das Netz tätig sind und bis zum Abschluss der ersten Regulierungsperiode auf den Netzbetreiber im oben genannten Sinne übergeleitet werden. Mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode können nur noch die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen derjenigen Mitarbeiter als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ausgewiesen werden, die auf Grundlage eines unmittelbar mit dem Netzbetreiber geschlossenen Arbeitsvertrages ausschließlich dort tätig sind. Von dieser Übergangsregelung sind Personalzusatzkosten, die im Rahmen von Dienstleistungsverträgen mit „konzernfremden“ Dritten entstehen, nicht erfasst, weil die betreffenden Personen per se nicht Mitarbeiter des Netzes sind. Die Übergangsregelung gilt ebenfalls für dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr.10 und 11 ARegV.

Hierbei ist zu beachten, dass die Beschlusskammer in diesem Zusammenhang auf Kosten abstellt, die auf Grund existierender Betriebs- oder Tarifvereinbarungen angefallen sind. Nicht berücksichtigungsfähig sind aus Sicht der Beschlusskammer Kosten, die zum Beispiel auf Grundlage von betriebsinternen Richtlinien oder Regelungen in Personalhandbüchern angefallen sind.

Kosten aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

Kosten aus der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.11 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Hierbei ist zu beachten, dass die Kosten das übliche Maß nicht überschreiten.⁵

Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S.1 Nr.4 GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Beschlusskammer sieht auch Netzanschlusskostenbeiträge im Sinne des § 9 Abs. 1 S.1 Nr.3 GasNEV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten an, da diese nicht anders als Baukostenzuschüsse behandelt werden können. Bei beiden Erlöspositionen handelt es sich um Finanzierungsbeiträge von Netzkunden. Baukostenzuschüsse werden als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft, „damit Verzerrungen im Effizienzvergleich, der auf standardisierte Kapitalkosten abstellt, ausgeschlossen werden können“.⁶ Die Erfahrungen aus den Netzentgeltprüfungsverfahren haben gezeigt, dass die Positionen Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse von den Netzbetreibern nicht scharf getrennt wurden. Um zu gewährleisten, dass es nicht zu einer Verzerrung im Effizienzvergleich kommt, müssen auch die Netzanschlusskostenbeiträge als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten angesehen werden. Die Beschlusskammer geht insoweit von einem redaktionellen Versehen des Verordnungsgebers aus.

Gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 GasNEV gelten bei Gasversorgungsnetzen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten auch solche Kosten oder Erlöse, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der GasNEV oder der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen unterliegen. Mit Beschluss vom 27.11.2009 (Az. BK7-09-004) hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur das Verfahren zur Ermittlung und Beschaffung der erforderlichen Lastflusszusagen für die netzbetreiberübergreifende Marktgebietskooperation NetConnect Germany (NCG) als wirksam verfahrensreguliert festgelegt.

⁵ BR-Drs. 417/07, S.52.

⁶ BR-Drs. 417/07 (B), S.5.

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

Kostenpositionen in der Netzentgeltprüfung		§ 11 Abs. 2
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 Personalratsfähigkeit	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 Betriebskinderkassenbeiträge für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	S. 1 Nr. 11
1.4.	Ansehbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Sonderabzugsschlag)	S. 1 Nr. 3
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.6a.	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.	Erhöhte Konzessionsabgaben	S. 1 Nr. 2
5.4.	Erlöse aus Auflösung von Netzaufschussbeiträgen	S. 1 Nr. 13
5.5.	Erlöse aus Auflösung von Baukostenzuschüssen	S. 1 Nr. 13

Kapitalkosten für Altinvestitionen zählen nicht zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV. Dies stellt keinen Verstoß gegen § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG dar, wonach sich Effizienzvorgaben lediglich auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen haben. Denn Kapitalkosten für Altinvestitionen sind vom Netzbetreiber beeinflussbare Kostengrößen. Anders als Kostenanteile, die nicht auf zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben oder Betriebssteuern (§ 21a Abs. 4 S. 2 Hs. 2 EnWG) beruhen, sind Kapitalkosten für Altinvestitionen gerade nicht der unternehmerischen Einflussnahme entzogen. Vielmehr hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, seine ineffizienten Kapitalkostenbestandteile zu reduzieren, beispielsweise durch Verkauf von Netzteilen, Stilllegung und Abschreibung von nicht mehr genutzten Leitungen oder eine Anpassung der Ersatzinvestitionen an die tatsächlich erforderliche Netzinfrastruktur.

Die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten ist der Anlage 2, Zelle H-93 zu entnehmen.

3.2.2.1.3. Vergleichbarkeitsrechnung

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr.3 S.1 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.

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

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 Standardisierung der Kapitalkosten stellt sicher, dass die Durchführung effizienter Ersatzinvestitionen nicht zu einer verschlechterten Effizienzbewertung des Netzbetreibers führt.

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

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

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

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

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Die Beschlusskammer hat Jahresannuitäten ermittelt, da diese dem Zweck einer Standardisierung entspricht. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S.2 Nr.4, S.4 GasNEV auch die Verzinsung der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens vor. Diese Verzinsung und die Verzinsung der Grundstücke, immaterielle Vermögensgegenstände, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Jahresmittelwerte der Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet auch insoweit § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung. Einer besonderen Berücksichtigung von Abzugskapital bedarf es nicht, weil auch im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatz in der Form des gewichteten Zinssatzes herangezogen wird. Der so ermittelte Kapitalkostenbetrag wurde den Kapitalkostenannuitäten des Sachanlagevermögens hinzugerechnet.

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S.1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der TNW wurden die der letzten Entgeltgenehmigung zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) und die von der Beschlusskammer mit Beschluss vom 18.11.2008 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 23/2008, S. 3774 ff.), unter dem Aktenzeichen BK9-08/602-1, festgelegten Indexreihen verwendet.⁷

Hierbei wurden die der Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG zugrunde gelegten Anschaffungs-/Herstellungskosten zugrunde gelegt. Sofern eine sog. Leitungsgesellschaft im Rahmen eines Verpächterverhältnisses bei Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG berücksichtigt wurde, wurden die Anschaffungs-/Herstellungskosten der Leitungsgesellschaft mit dem Nutzungsanteil des Netzbetreibers an der Leitungsgesellschaft multipliziert. Die aus diese Weise ermittelten Anschaffungs-/Herstellungskosten wurden dem Netzbetreiber schon im Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG mitgeteilt (dort Anlage 9)

Diese Summe der originären Anschaffungs- /Herstellungskosten des Netzbetreibers und der jeweils auf seinen Nutzungsanteil entfallenden Anschaffungs-/Herstellungskosten der Leitungsgesellschaften bildete die Grundlage der Annuitätenermittlung, welche an den Netzbetreiber über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zurückgespielt wurden.

Dieses Vorgehen wurde analog im Rahmen der Verzinsung der Bilanzwerte vorgenommen, die nicht im Rahmen der Annuitätenberechnung berücksichtigt werden.

⁷ Die Festlegung ist einsehbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de / Beschlusskammern / Beschlusskammer 9 / Festlegung nach § 29 EnWG / Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Preisindizes zur Gewährleistung einer sachgerechten Ermittlung von Tagesneuwerten nach § 6 Abs. 3 GasNEV>

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

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S.5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 GasNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,29 Prozent gemäß § 7 Abs.6 GasNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt, da es Sinn und Zweck der Vergleichbarkeitsrechnung ist von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren.

Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S.6 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Dabei wird zur Bestimmung des Fremdkapitalzinses auf den Zeitraum von 1998 bis 2007 abgestellt, da 2007 das Kalkulationsbasisjahr ist.

Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten

Jahr	Umlaufrendite	10-jahres-Mittel (in %)
1994*	6,7	
1995	6,5	
1996	5,6	
1997	5,1	
1998	4,5	
1999	4,3	
2000	5,4	
2001	4,8	
2002	4,7	
2003	3,7	5,13
2004	3,7	4,83
2005	3,1	4,49
2006	3,8	4,31
2007	4,3	4,23

Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Dezember 2009, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“.

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 1998 bis 2007 eine durchschnittliche Rendite von 4,23 % ab.

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

Tabelle 2: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)

Jahr	Indexstand	Preisänderungsrate (in %)	Veränderungsfaktor	durchschnittliche Preisänderungsrate (10-Jahresmittel) in %
1991	75,9			
1992	79,8	5,1	1,051	
1993	83,3	4,4	1,044	
1994	85,6	2,8	1,028	
1995	87,1	1,8	1,018	
1996	88,3	1,4	1,014	
1997	90,0	1,9	1,019	
1998	90,9	1,0	1,010	
1999	91,4	0,6	1,006	2,35
2000	92,7	1,4	1,014	2,25
2001	94,5	1,9	1,019	2,22
2002	95,9	1,5	1,015	1,85
2003	96,9	1,0	1,010	1,52
2004	98,5	1,7	1,017	1,41
2005	100,0	1,5	1,015	1,39
2006	101,6	1,6	1,016	1,41
2007	103,9	2,3	1,023	1,45

Quelle: Statistisches Bundesamt⁶

Hieraus leitet sich die durchschnittliche Preisänderungsrate (10-Jahresmittel) für den Zeitraum 1998 bis 2007 ein durchschnittlicher Wert von 1,45 % ab. Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Preisänderungsrate (10-Jahresmittel) wird auf den Zeitraum von 1998 bis 2007 abgestellt, da das Basisjahr der Erlösobergrenze 2007 ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

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

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins_{real}) in Höhe von 7,84% und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins_{real}) ein Wert von 2,78 %.

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

⁶ <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{Zins}_{\text{Mittel}} = 40 \% \cdot \text{EK-Zins}_{\text{real}} + 35 \% \cdot \text{FK-Zins}_{\text{real}} + 25 \% \cdot 0$$

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 4,11 %.

Eine Übersicht über die Kalkulation der Vergleichbarkeitsrechnung und der ihr zu Grunde gelegten AK/HK findet sich in Anlage 4.

3.2.2.2. Vergleichsparameter

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

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

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 Strom- und 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 wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 S.8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 S.9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

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

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

3.2.3. Modell

Die Beschlusskammer hat auf Grundlage der Gutachten und der Stellungnahmen der Netzbetreiber folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Transportmoment
2. Fläche des Versorgten Gebietes
3. Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers findet sich in Anlage 3.

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine analytische Kostentreiberanalyse durchgeführt. Hierbei waren diejenigen Vergleichsparameter zu ermitteln, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Für die Durchführung einer DEA mit zehn Netzbetreibern ist die Verwendung von maximal drei Kostentreibern gerechtfertigt.

Gemäß der analytischen Kostentreiberanalyse waren den ökonometrischen Benchmarking-Untersuchungen jedenfalls die Parameter Transportentfernung, Netzlast sowie ein

Druckparameter zu Grunde zu legen. Der Druckparameter sollte in Form der mengengewichteten Druckdifferenz als Vergleichsparameter im Effizienzvergleich Berücksichtigung finden.

In der analytischen Kostentreiberanalyse zeigten sich bei der Variation der mengengewichteten Druckdifferenz um einen Arbeitspunkt Einflüsse auf die Kosten, die um die Arbeitspunkte näherungsweise linearisiert werden konnten; die Kostenverläufe waren weniger kontinuierlich und die Höhe der gesamten Kostenveränderung war geringer als bei einer variierenden Netzlast bzw. einer variierenden Transportentfernung. Da sich in der analytischen Kostentreiberanalyse Variationen der mengengewichteten Druckdifferenz in einem geringen Umfang als Kosten senkend erwiesen haben, war sie zum Zwecke des Effizienzvergleiches rechnerisch zu invertieren. Dies sollte durch die Subtraktion von einem Maximalwert oder durch die Bildung eines Kehrwertes erfolgen. Die Analyse der Kostenwirkung eines invertierten Parameters Druckdifferenz war nicht Gegenstand der analytischen Kostentreiberanalyse. Die Zahl der Ein- und Ausspeisepunkte sollte als weiterer Parameter ökonomisch überprüft werden.

In den Stellungnahmen der Netzbetreiber zur Verwendung des Parameters Druckdifferenz im Rahmen des Effizienzvergleiches in der konkreten Spezifikation als „mengengewichtete Druckdifferenz“ wurde dezidiert zur Sache und nachfolgend zusammengefasst vorgetragen:

- Der Parameter Druckdifferenz sei weder qualitativ noch quantitativ als Kostentreiber nachgewiesen.
- Die inverse Wirkung der Druckdifferenz könne nicht grundsätzlich angenommen werden.
- Es werde allein der Unterschied zwischen Eingangs- und Ausgangsdruck miteinander verglichen. Dies unterschläge eine durch die tatsächliche Transportentfernung notwendige Zwischenverdichtung.
- Es bestehe eine sehr geringe Korrelation zwischen dem nicht standardisierten Aufwandsparameter und der Druckdifferenz als auch zwischen dem standardisierten Aufwandsparameter und der Druckdifferenz.
- Die Verwendung des Parameters Druckdifferenz führe weder zu einer Verbesserung der durchschnittlichen Effizienz noch zu einer Verbesserung der Standardabweichung aller unter Einbeziehung des Parameters Druckdifferenz getesteten, dreidimensionalen Benchmarking-Modelle gegenüber den zweidimensionalen Benchmarking-Modellen, bei denen die Druckdifferenz nicht berücksichtigt wurde.

- Durch die Auswahl eines ungeeigneten Parameters werde die Möglichkeit vergeben, einen besser geeigneten Parameter zur Ermittlung der Effizienzen heranzuziehen.
- Die Berechnung des Parameters Druckdifferenz als Differenz des Maximums der mengengewichteten Druckdifferenzen aller Unternehmen und der mengengewichteten Druckdifferenz des Referenzunternehmens widerspreche den in Anlage 3 (zu §12 ARegV) ausgewiesenen Annahmen zur DEA, gemäß der das Referenzunternehmen ausschließlich an denjenigen Unternehmen gemessen wird, die die Effizienzgrenze bilden. Durch die Berechnungsmethode des Parameters Druckdifferenz verändere sich der Outputparameter des Referenzunternehmens, wenn die Parameterausprägung des Unternehmens mit der maximalen mengengewichteten Druckdifferenz variiert wird. In der Folge verringere sich jedoch auch der Effizienzwert des Referenzunternehmens.

Neben der Identifikation des Druckparameters als analytischer Kostentreiber kommt die analytische Kostentreiberanalyse zu dem Ergebnis, dass die Zusammenfassung der Parameter Transportentfernung und Netzlast möglich ist und wegen der höheren Erklärungsgüte der Modellrechnungen wird das Hinzunehmen der Netzfläche empfohlen. Hieraus ergibt sich der Vergleichsparameters „Wurzel aus Transportmomentfläche“, der sich rechnerisch aus der Quadratwurzel des Produktes aus Transportmoment und Netzfläche ermittelt.

Hierzu wird in den Stellungnahmen insbesondere vorgetragen:

- Die Verwendung des Parameters Fläche in Kombination als Wurzel des Produktes aus Transportmoment und Fläche führe dazu, dass Unternehmen mit identischen Infrastrukturkosten allein aufgrund der voneinander verschiedenen Geometrie der Versorgung unterschiedlich effizient eingestuft würden.
- Der kombinierte Vergleichsparameter Transportmomentfläche unterstelle, dass die Kostentreiber einen in etwa gleichen Einfluss auf die Kostensituation eines Netzbetreibers haben. Nur dann könnten Parameter durch eine ungewichtete Multiplikation in einem kombinierten Einzelparameter zusammengefasst werden; anderenfalls werde der Effizienzvergleich verzerrt.

Vor dem Hintergrund der Ergebnisse der analytischen Kostentreiberanalyse, der hierzu im Rahmen der Anhörung seitens der betroffenen Unternehmen vorgetragenen Argumente, und unter Berücksichtigung der notwendigen Korrekturen der zugrunde liegenden Strukturparameter sieht die Beschlusskammer es als erforderlich an, die Vergleichsparameter des Modells zu adjustieren. Das adjustierte Modell ergibt sich aus den

Vergleichsparametern „Transportmoment“, „Fläche des versorgten Gebietes“ und „Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte“. Sumicsid AB hat die Effizienzwerte dieses adjustierten Modells berechnet.

Die von den Netzbetreibern aktualisierten Strukturdaten wurden von der Bundesnetzagentur auf Plausibilität überprüft und die plausiblen Daten der Effizienzwertanalyse zu Grunde gelegt. Gegenüber den der Anhörung im März 2010 zu Grunde gelegten Datenlieferungen ergaben sich Wertveränderungen.

Die von Sumicsid AB basierend auf den aktualisierten und plausiblen Strukturdatenmitteilungen berechneten individuellen Effizienzen des adjustierten Modells werden in der folgenden Tabelle ausgewiesen.

Netzbetreiber	Input 1: Transportmoment	Output 1: Fläche des versorgten Gebietes	Input 2: Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte	Output 2: Transportmoment	Effizienz	Output 3: Fläche des versorgten Gebietes	Output 4: Transportmoment	Effizienz	Output 5: Fläche des versorgten Gebietes	Output 6: Transportmoment
Netzbetreiber 1	1,20	0	1,00	1,30	0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Netzbetreiber 2	0,34	0	0,63	0,62	0	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Netzbetreiber 3	1,58	1	1,00	1,47	0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Netzbetreiber 4	1,07	0	1,00	1,02	0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Netzbetreiber 5	0,93	0	1,00	0,87	0	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
Netzbetreiber 6	8,94	1	1,00	9,77	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Netzbetreiber 7	0,69	0	1,00	0,73	0	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Netzbetreiber 8	1,01	0	1,00	1,14	0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Netzbetreiber 9	1,09	0	1,00	1,04	0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Netzbetreiber 10	1,11	0	1,00	1,02	0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Cut-Off Level	1,33			1,65						

Aus den gemäß der Tabelle durchgeführten Effizienzvergleichen resultieren die individuellen Effizienzwerte des Netzbetreibers in der in Anlage 5 ausgewiesenen Höhe.

3.2.4. Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die nicht-parametrische Methode Analysen (DEA) 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 5 Nr. 3 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 keine Beobachtungen als Ausreißer identifiziert werden.

Ergänzend wurde daher eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 22 Abs. 3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurde ein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nichtstandardisierter Aufwandsparemeter wurden zwei Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet.

3.2.5. Gutachten

Hinsichtlich der der analytischen Kostentreiberanalyse und der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf die als Anlagen A und B beigefügten Gutachten der Firmen CONSENTEC – Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (analytische Kostentreiberanalyse) und Sumicsid AB (Effizienzwertermittlung) verwiesen. Beide Gutachten werden zum Inhalt dieses Beschlusses gemacht, sofern und soweit in diesem Beschluss keine abweichenden Bewertungen getroffen werden.

3.3. Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 14 und 22 ARegV (§ 12 Abs. 1 S.1 ARegV). Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist grundsätzlich nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV 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 5.

4. Ermittlung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers

Die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) werden gemäß §§ 4 Abs. 1, 34 Abs. 5 S. 2 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22, 24, und 25 ARegV bestimmt.

Die Erlösobergrenze ist gemäß § 4 Abs. 2 ARegV grundsätzlich für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel.

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

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist somit in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind dann die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Des Weiteren sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln; der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigten allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor (EF_t) nach § 10 ARegV und das Qualitätselement (Q_t) nach § 18 ff. ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und die ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers finden sich in Anlage 1.

4.1. Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenzen

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die erste Regulierungsperiode ist gemäß § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen.

Als Basisjahr der ersten Regulierungsperiode gilt für die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber abweichend von § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2007. Da die Entgelte der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 34 Abs. 5 S. 2 ARegV ein Jahr später als die der übrigen Gasversorgungsnetzbetreiber im Wege der Anreizregulierung bestimmt werden, ist systematisch § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV heranzuziehen. Demnach gilt das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet (2007), als Basisjahr im Sinne der ARegV.

4.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten

Von dem gemäß § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode, unter Berücksichtigung einer Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zu bestimmen ($KA_{dnb,t}$). Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des Basisjahres 0 ($KA_{dnb,0}$) sind grundsätzlich hierdurch zu ersetzen.

Eine solche Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt jedoch gemäß § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV im ersten Jahr der jeweiligen Regulierungsperiode nicht. Das Kalenderjahr 2010 ist das zweite Jahr der ersten Regulierungsperiode (§ 3 Abs. 1 ARegV), so dass eine Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nach § 4 Abs. 3 ARegV erstmals zum 01.01.2010 zu erfolgen hat.

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, welche in den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten (Ausgangsniveau) enthalten waren, wurden in der unter Ziffer 3.2.2.1.2. beschriebenen Höhe berücksichtigt.

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

4.3. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. 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 1, Zelle D-140 zu entnehmen.

4.4. Beeinflussbare Kosten

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 1, Zelle D-138 zu entnehmen.

4.5. Individuelle Effizienzvorgabe

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, $KA_{b,o}$) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

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

Abweichend von § 3 Abs. 2 ARegV beträgt für Gas gemäß § 34 Abs. 1b S.1 ARegV die Dauer der ersten Regulierungsperiode vier Jahre; für die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber reduziert sich die Dauer der Regulierungsperiode auf drei Jahre, da ihre Entgelte gemäß § 34 Abs. 5 S. 2 ARegV erst ab dem 01.01.2010 im Wege der Anreizregulierung bestimmt werden. Dies hat jedoch auf die Bestimmung des Verteilungsfaktors gemäß § 34 Abs. 1b S.2 ARegV keine Auswirkungen, da die Erlösobergrenze gemäß § 34 Abs. 5 S. 2 ARegV unter anteiliger Berücksichtigung der Effizienzvorgaben für die erste Regulierungsperiode bestimmt wird. Dies bedeutet, innerhalb der ersten Regulierungsperiode sind drei Zehntel der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienz abzubauen.

4.6. Verbraucherpreisgesamtindex

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. Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr.

Basisjahr ist das Jahr 2007. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2007 103,90, für das Jahr 2008 106,6 für das Jahr 2009 107,00 und für das Jahr 2010 108,20, wobei der Wert des Jahres 2005 auf 100 normiert ist.⁹ Entsprechend dem Term VPI_t / VPI_0 , der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2008 zum VPI für das Jahr 2007 für das zweite Jahr der ersten Regulierungsperiode (2010) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0260, für das dritte Jahr der ersten Regulierungsperiode (2011) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0298 und für das vierte Jahr der ersten Regulierungsperiode (2012) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0414.¹⁰ Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2007 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI _t /VPI ₀
2008	2,60 %
2009	2,98 %
2010	4,14 %

Die Beschlusskammer hat diese Werte bereits bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2010 bis 2012 berücksichtigt.

4.7. Produktivitätsfaktor

Internationale Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen zeigen, dass in monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen wie den Strom- und Gasnetzen bei der Simulation von Wettbewerb durch Einführung einer Anreizregulierung höhere Produktivitätssteigerungen zu realisieren sind als in wettbewerblich organisierten Märkten. In funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten zwingen die Marktkräfte die Marktteilnehmer dazu, Produktivitätsfortschritte zu realisieren und die daraus resultierenden Zugewinne in Form niedrigerer Preise an die Kunden weiterzugeben.

Im Rahmen der Anreizregulierung der Strom- und Gasnetze ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen nicht nur zu berücksichtigen, wie ein Netzbetreiber seine individuelle Effizienz gegenüber anderen Netzbetreibern verbessern kann (individuelle Effizienzvorgabe) sondern auch, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der

⁹ <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-

0001<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/>

¹⁰ Gerundet auf vier Nachkommastellen.

Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor.

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 ersten Regulierungsperiode beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber jährlich 1,25 Prozent, in der zweiten Regulierungsperiode jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs. 2 ARegV).

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: $PF_t = (1 + 0,0125)^t - 1$ (Anlage 1).

Die Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfortschritts gemäß § 9 ARegV bei der Ermittlung der Erlösobergrenze verstößt nicht gegen die rechtlichen Vorgaben des § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG, denn § 9 ARegV steht insbesondere nicht im ausdrücklichen Widerspruch zu den Regelbeispielen der Ermächtigungsnorm des § 21a Abs. 5 S. 1 HS. 2 EnWG.

Die Vorgaben zur methodischen Fassung einer Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung sind nicht abschließend. Dies ergibt sich aus dem insoweit eindeutigen Wortlaut des § 21a Abs. 5 S. 1 HS. 2 EnWG; die dortige Aufzählung ist keineswegs abschließend („insbesondere“). Nach Sinn und Zweck des § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG sollte der verordnungsgeberische Spielraum keinesfalls auf Null reduziert werden.

In monopolistisch geprägten Sektorenmärkten ist der im Falle einer Wettbewerbssimulation zu erwartende sektorale Produktivitätsfortschritt höher als der gesamtwirtschaftliche Produktivitätsfortschritt, da anders als im Vergleich zu einem wettbewerblichen Umfeld keine Anreize bestehen höhere Produktivitätsfortschritte zu realisieren. Es ist daher erforderlich wettbewerbsanaloge Vorgaben zu machen. Überdies steht diese Sichtweise im Einklang mit den Zielvorgaben des § 1 Abs. 1 EnWG.

Die nach § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG geforderte Berücksichtigung der „inflationbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung“ wird grundsätzlich durch die

Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung in der Regulierungsformel abgebildet.

Es wird eingewandt, dass die Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfortschritts rechtswidrig sei, da sich der Faktor für den sektoralen Produktivitätsfortschritt nach der Regulierungsformel aus Anlage 1 zu § 12 der ARegV auch auf vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile beziehe, die tatsächlich nicht beeinflussbare Kostenanteile darstellten. Dies gelte insbesondere für die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden beruhenden Kostenanteile, die nach § 11 Abs. 3 S. 2 ARegV immer Bestandteil der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 3 ARegV seien und somit nicht der Effizienzvorgabe des § 16 Abs. 1 ARegV unterlägen.

Nach der Regulierungsformel (Anlage 1 zu § 7 ARegV) sind die Kostenanteile i.S.d. § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV der Inflationierung zu unterwerfen. Lediglich die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden von der Inflationierung ausgenommen. Eine Inflationierung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist aufgrund der Regelung des § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV nicht erforderlich; in den kalenderjährlichen Anpassungen werden die Inflation und die erhöhte sektorale Produktivität unmittelbar abgebildet. Sämtliche Kosten des Netzbetreibers unterliegen somit mittelbar oder unmittelbar der Inflationierung. Es erfolgt damit – unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen – letztlich eine kalenderjährliche Erhöhung der Erlösbergrenze.

Der Verbraucherpreisgesamtindex bildet für sich gesehen bereits die allgemeine volkswirtschaftliche Produktivität ab. Die sektorspezifische Produktivität der Energienetze ist höher. Der Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV stellt insoweit ein Korrigendum zu dem allzu stark verallgemeinernden Verbraucherpreisgesamtindex dar.¹¹ Es ist sachlich nicht zu rechtfertigen den Verbraucherpreisgesamtindex und damit auch den darin enthaltenen Produktivitätsfortschritt allein auf die beeinflussbaren Kosten anzuwenden. Eine Korrektur des Produktivitätsfortschritts muss sich auf den Verbraucherpreisgesamtindex als ganzes und auf die zu inflationierenden Kosten insgesamt beziehen.

Überdies ist die Zielrichtung der Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfortschritts und der Effizienzvorgabe nach § 16 Abs. 1 ARegV eine grundlegend andere. Während durch § 16 Abs. 1 ARegV das Ziel verfolgt wird, eine weitestgehende Angleichung der Unternehmen zu erreichen, soll die Vorgabe des § 9 ARegV für die in dem zu betrachtenden monopolistischen Sektormarkt agierenden Unternehmen sicherstellen, dass diese ihre Produktivitätspotentiale voll ausschöpfen. Der sich aus dem höheren Produktivitätsfortschritt ergebende Monopolgewinn soll keinesfalls perpetuiert werden.

¹¹ BR-Drs. 417/07, S. 48.

Darüber hinaus wird vorgetragen, dass die durch den Ordnungsgeber vorgenommene Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die erste und zweite Regulierungsperiode, wegen des fehlenden wissenschaftlichen Nachweises gegen das in § 21a Abs. 5 S. 5 EnWG enthaltene Erfordernis der Methodenrobustheit, verstoße.

Dieser Einwand ist unzutreffend. Der Ordnungsgeber hat den Produktivitätsfaktor nach dem Stand der Wissenschaft ermittelt. Im „Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG“ wurde bereits ausgeführt, dass der tatsächliche Produktivitätsfortschritt des Sektormarktes in einem Zeitraum von 1977 bis 1997 nach dem Törnquist-Index bei 2,54% - folglich wesentlich über 1,25% - liegt. Der Ordnungsgeber hat den bereits im Vorfeld der Veröffentlichung des Berichtes der Bundesnetzagentur vorgetragenen Einwendungen hinsichtlich der Ermittlungsmethodik durch einen äußerst großzügigen Sicherheitsabschlag Rechnung getragen.

4.8. Erweiterungsfaktor

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

4.9. Qualitätselement

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 (Qualitätselement). Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselements entscheidet die Regulierungsbehörde. Es müssen jedoch hinreichend belastbare Daten vorliegen.

Das Qualitätselement findet gemäß § 19 Abs. 2 S. 3 ARegV in der ersten Regulierungsperiode keine Anwendung. Die Anwendung des Qualitätselements wird bei Gasversorgungsnetzen erst zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen.

4.10. Regulierungskonto

Die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV jährlich auf einem Regulierungskonto verbucht. Gleiches gilt gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr

tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.

Die Differenzen sind gemäß § 5 Abs. 2 S.1 ARegV in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 2 ARegV aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 %, so sind gemäß § 5 Abs. 3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen.

Die Bundesnetzagentur ermittelt gemäß § 5 Abs. 4 S. 1 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 2 ARegV den Saldo des Regulierungskontos für die Kalenderjahre 2010 und 2011 im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV findet gemäß § 5 Abs. 4 S. 4 ARegV nicht statt.

4.11. Periodenübergreifende Saldierung

Mehr- oder Mindererlöse nach § 10 GasNEV sind gemäß § 34 Abs. 1 S.1 ARegV in der ersten Regulierungsperiode als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder Erlöse im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV zu behandeln.

Netzbetreiber sind gemäß § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 S. 1 GasNEV verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen und den für diese Kalkulationsperiode nach Abschnitt 1 des Teils 2 GasNEV zu Grunde gelegten Netzkosten zu ermitteln.

Die Ermittlung des Betrages aus der netzscharfen periodenübergreifenden Saldierung des Kalenderjahres 2009 erfolgt für den Zeitraum vom Beginn der Wirksamkeit der erstmaligen Genehmigung der Entgelte für den Gasnetzzugang nach § 23a Abs. 1 EnWG bis zum 31.12.2009. Für den vorgenannten Zeitraum ist der Mehr- oder Minderabsatz gegenüber den von dem Netzbetreiber im Rahmen der Verprobung der anererkennungsfähigen Netzkosten zugrunde gelegten Absatzmengen zu ermitteln.

Die Beschlusskammer hat zur Ermittlung des Betrages aus der netzscharfen periodenübergreifenden Saldierung die vom Netzbetreiber auf den Zeitraum vom Beginn der Wirksamkeit der erstmaligen Entgeltgenehmigung bis zum 31.12.2009 abgegrenzten Umsatzerlöse den zeitanteilig zu berücksichtigenden anerkennungsfähigen Netzkosten aus der erstmaligen Entgeltgenehmigung gegenübergestellt.

Der durchschnittlich gebundene Betrag wird unter Berücksichtigung des Zeitanteils ermittelt und verzinst. Der hieraus resultierende Zinsbetrag wird dem Betrag aus der netzscharfen periodenübergreifenden Saldierung hinzugerechnet.

Die Berechnung des Zinssatzes ergibt sich aus der Festlegung der Beschlusskammer vom 02.05.2007 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 9/2007, S. 1940 ff.). Dort heißt es: Der Zinssatz für die Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages und des durchschnittlichen Differenzbetrages i.S.d. § 10 GasNEV wird festgelegt auf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Dies bedeutet, dass der Zinssatz von 4,09 % lediglich für die periodenübergreifende Saldierung 2009 Anwendung findet.

Der unter Berücksichtigung der Verzinsung des in 2009 durchschnittlich gebundenen Betrages aus der periodenübergreifenden Saldierung ermittelte Saldo zum 31.12.2009 wird anschließend annuitätisch mit dem Zinssatz von 4,09 % gemäß § 10 GasNEV zu einem [REDACTED] bei der Erlösobergrenze [REDACTED] berücksichtigt. Ein weiteres [REDACTED] ist in die Erlösobergrenze [REDACTED] und das verbleibende [REDACTED] in die Erlösobergrenze [REDACTED] einzubeziehen. Der Verteilungszeitraum ergibt sich aus § 34 Abs.1 S.2 ARegV. Danach erfolgt der Ausgleich der Mehr oder Mindererlöse über die erste Regulierungsperiode verteilt.

Die detaillierte Übersicht über die Ermittlung der periodenübergreifenden Saldierung für das Jahr 2009 ergibt sich aus Anlage 6. [REDACTED]

4.12. Mehrerlösabschöpfung

Im Hinblick auf die Mehrerlösabschöpfung sind die Erlösobergrenzen der Kalenderjahre 2010 bis 2012 (1. Regulierungsperiode) bzw. der Kalenderjahre 2013 bis 2017 (2. Regulierungsperiode) um die nachfolgend genannten Beträge zu reduzieren.

1. Regulierungsperiode Gas (Anlage 1, Zellen 176-F, 176-H und 176-J)		2. Regulierungsperiode Gas	
Kalenderjahr	Anpassungsbetrag [in Euro]	Kalenderjahr	Anpassungsbetrag [in Euro]
2009		2013	
2010		2014	
2011		2015	
2012		2016	
		2017	

III.

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

Gemäß § 4 Abs. 3 Satz 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen, wobei die Anpassung der Erlösobergrenzen im ersten Jahr der Regulierungsperiode ausgeschlossen ist (§ 4 Abs. 3 Satz 3 ARegV). Gleiches gilt bei der Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11 und 13, Satz 2 und 3 ARegV. Hierbei sind insbesondere Kapazitätsüberlassungsverträge zu berücksichtigen.

Auch eine Änderung von Mehr- oder Mindererlösen im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV führt zu einer Anpassung der Erlösobergrenze. Gemäß § 10 GasNEV sind Netzbetreiber verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen Erlösen und Netzkosten zu ermitteln. Daher ändert sich der Kosten- bzw. Erlösanteil aus der periodenübergreifenden Saldierung im Laufe der Regulierungsperiode notwendigerweise. Es ist sachlich gerechtfertigt, diese Änderungen auch in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen, denn ansonsten würden Kosten beim Netzbetreiber verbleiben bzw. Erlöse nicht den Netznutzern zu Gute kommen. Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösobergrenze ergibt sich auch hinsichtlich der zwischen dem Wirksamwerden der Leitungswettbewerbsentscheidung der Beschlusskammer 4 und dem 01.10.2009 (Wirksamwerden der ersten Entgeltgenehmigung) rechtsgrundlos erzielten Mehrerlöse nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV analog.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenzen ist ausweislich der Begründung im Festlegungsbescheid aufzunehmen.¹² 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 bezweckt die verbindliche Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung notfalls mittels Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchzusetzen.

Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs. 3 Satz 2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Gemäß § 17 Abs. 2, 3 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Absenkung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV verpflichtet, die Netzentgelte jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen, soweit sich daraus nach § 17 Abs. 1 ARegV eine

¹² BR-Drs. 417/07, S. 44 f.

Absenkung der Netzentgelte ergibt. Im Übrigen ist er im Falle einer Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV zur Anpassung der Netzentgelte berechtigt.

IV.

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

Gemäß § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung von volatilen Kostenanteilen nach § 11 Absatz 5 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Da die Regelung zum 10.09.2010 in Kraft getreten ist (BGBl. I, 1261), ist sie erstmalig zum 01.01.2011 anzuwenden.

V.

Der Tenor zu 4.) ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 11 i.V.m. § 28 Nr. 1 ARegV. Der Netzbetreiber ist gemäß § 28 Nr. 1 ARegV verpflichtet, die Anpassung 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 Nr. 2 ARegV sowie von volatilen Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 ARegV jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres mitzuteilen.

VI.

Die Anordnung des Tenors zu 5.) ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG, §§ 32 Abs. 1 Nr. 11 i.V.m. 28 Nr. 4 ARegV.

Gemäß § 28 Nr. 4 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, eine Anpassung der Netzentgelte auf Grund von geänderten Erlösobergrenzen nach § 17 Abs. 2 ARegV jährlich zum 1. Januar mitzuteilen. § 17 Abs. 2 ARegV sieht eine Anpassung der Netzentgelte zwingend vor, wenn sich aus einer Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 und 5 ARegV eine Absenkung der Netzentgelte ergibt. Im Übrigen ist der Netzbetreiber im Falle einer Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV zur Anpassung der Netzentgelte berechtigt.

Im Falle der Anpassung der Netzentgelte hat der Netzbetreiber gemäß § 28 Nr. 3 ARegV die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten zu übermitteln – insofern hat der Netzbetreiber eine Anpassung nach § 17 Abs. 2 ARegV im Rahmen der Dokumentation der Ermittlung der Netzentgelte zu berücksichtigen.

Wenn der Netzbetreiber gemäß § 17 Abs. 2 S. 2 ARegV darauf verzichtet, seine Netzentgelte anzupassen, hat er dies schriftlich mitzuteilen. Da der Netzbetreiber auf eine Verprobung der angepassten Erlösobergrenze verzichtet, entfällt die Pflicht zur Dokumentation der Entgeltbildung einschließlich des Ausfüllens des Erhebungsbogens. Die Differenz zwischen den im jeweiligen Kalenderjahr nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen (angepasste Erlösobergrenze) und den erzielbaren Erlösen wird gemäß § 5 Abs. 1 ARegV auf dem Regulierungskonto verbucht.

VII.

Die Anordnung des Tenors zu 6.) ergeht auf Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 11 i.V.m. § 28 Nr. 8 ARegV.

Gemäß § 28 Nr. 8 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen. Dies betrifft insbesondere den Übergang oder die Addition von Erlösobergrenzen nach § 26 Abs. 1 ARegV. Nach Maßgabe der §§ 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 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 überprüfen und sicherstellen kann, dass die Vorgaben des § 26 ARegV erfüllt werden.

VIII.

Die Anordnung des Tenors zu 7.) ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 11 i.V.m. § 28 Nr. 2 ARegV.

Der Netzbetreiber ist gemäß § 28 Nr. 2 ARegV verpflichtet, jeweils zum 30.06. des darauf folgenden Kalenderjahres die zur Führung des Regulierungskontos nach § 5 ARegV notwendigen Daten zu übermitteln.

In Ausübung ihrer Befugnis nach § 29 Abs. 1 EnWG, §§ 32 Abs. 1 Nr. 11 i.V.m. 28 Nr. 2 ARegV ordnet die Beschlusskammer an, dass die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen sowie die Differenz zwischen den für das

Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen entsprechend den Vorgaben des „Erhebungsbogens gemäß § 28 Nr. 2 ARegV“ zu übermitteln sind.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der vom Netzbetreiber anzugebenden tatsächlich erzielten Erlöse hat dieser die Überleitungsrechnung der Werte aus der Gewinn- und Verlustrechnung bzw. der Bilanz mitzuteilen. Etwaige Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Biogaskosten, Kapazitätsüberlassung und Kosten für „tatsächliche“ Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen) sind mit Rechnungen zu belegen, um sicherzustellen, dass keine anderen Kostenpositionen an dieser Stelle einfließen. Im Falle eines vom Kalenderjahr abweichenden Geschäftsjahres hat der Netzbetreiber für das Kalenderjahr vom Wirtschaftsprüfer testierte Zwischenabschlüsse vorzulegen, um die Nachvollziehbarkeit und die Überprüfbarkeit der angegebenen Werte sicherzustellen. Bezogen auf den Abgleich der Kosten und Erlöse für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen hat der Netzbetreiber durch geeignete interne Maßnahmen Sorge zu tragen, dass die Daten zur Führung des Regulierungskontos vollumfänglich ermittelt werden können.

IX.

Die Bereitstellung eines einheitlichen Datenformats in Form der von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten XLS-Datei ermöglicht die vereinfachte Dateneingabe auf der Grundlage einer nutzerfreundlichen Bedieneroberfläche. Dieses Datenformat gewährleistet ferner das Zustandekommen einheitlicher Datensätze und ist somit eine notwendige Voraussetzung für eine zügige Überprüfung der Entgelte. Die XLS-Dateien sind vollständig und richtig ausgefüllt und ohne Veränderung der Struktur – beispielsweise durch Einfügen oder Streichen von einzelnen Tabellenblättern, Spalten oder Zeilen – über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die Dateien werden schreibgeschützt zur Verfügung gestellt, denn nur dies ermöglicht eine zügige und zuverlässige Prüfung.

X.

Die Anordnung, für die Datenübermittlung das von der Bundesnetzagentur bereitgestellte Energiedaten-Portal als Übertragungsweg zu verwenden, ergeht auf Grundlage des §§ 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 ARegV. Sie ermöglicht angesichts der großen Anzahl an Netzbetreibern, die die Entgeltermittlung anzuzeigen haben, einen möglichst fehlerfreien und strukturierten Datenrücklauf.

XI.

Bei Verletzung der Verpflichtungen des Tenors zu 2.) bis 8.) stehen der Bundesnetzagentur die Befugnisse nach § 94 EnWG zur Verfügung.

XII.

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

XIII.

Die beigelegten Anlagen 1 bis 6 sowie die Anlagen A, B, B (Nichtamtliche Übersetzung), C und I sind Bestandteil dieses Beschlusses.

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 Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 11.05.2011

Vorsitzender



Helmut Fuß

Beisitzer



Roland Naas

Beisitzerin



Dr. Ulrike Schimmel

	A	B	C	D	E	F	G	H
1								
2	Fachbetreuer		Ergebnis-Monitoring-Transport-Gesellschaft & Co. KG					
3	Betriebsnummer:		12001128					
4	Abkürzung der Einheit:		Betriebsnummer		Neufahrer		Erlösabgrenzung nach § 4 Abs. 1 V	
5	Erlösabgrenzung		12001128		1		2. Jahr 2010 3. Jahr 2011 4. Jahr 2012	
6								

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1. Zusammenfassung (1. Regelungsperiode)															
1.1. Beschreibung des Vorhabens															
1	Angabegruppe für die Festlegung der Regelungsperiode	1.2. Herstellerdaten der Regelungsperiode													
2	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.1)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
3	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.2)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
4	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.3)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
5	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.4)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
6	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.5)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
7	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.6)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
8	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.7)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
9	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.8)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
10	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.9)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
11	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.10)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
12	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.11)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
13	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.12)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
14	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.13)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
15	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.14)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
16	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.15)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
17	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.16)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
18	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.17)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
19	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.18)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
20	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.19)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
21	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.20)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
22	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.21)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
23	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.22)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
24	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.23)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
25	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.24)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
26	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.25)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
27	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.26)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
28	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.27)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
29	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.28)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
30	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.29)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
31	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.30)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
32	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.31)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
33	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.32)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
34	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.33)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
35	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.34)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
36	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.35)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
37	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.36)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
38	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.37)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
39	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.38)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
40	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.39)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
41	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.40)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
42	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.41)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
43	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.42)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
44	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.43)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
45	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.44)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
46	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.45)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
47	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.46)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
48	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.47)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
49	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.48)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
50	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.49)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
51	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.50)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
52	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.51)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
53	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.52)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
54	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.53)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
55	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.54)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
56	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.55)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
57	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.56)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
58	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.57)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
59	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.58)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
60	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.59)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
61	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.60)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
62	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.61)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
63	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.62)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
64	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.63)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
65	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.64)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
66	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.65)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
67	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.66)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
68	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.67)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
69	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.68)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
70	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.69)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
71	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.70)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
72	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.71)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
73	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.72)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
74	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.73)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
75	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.74)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
76	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.75)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
77	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.76)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
78	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.77)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
79	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.78)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
80	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.79)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
81	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.80)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
82	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.81)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
83	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.82)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
84	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.83)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
85	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.84)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
86	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.85)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
87	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.86)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
88	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.87)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
89	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.88)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
90	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.89)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
91	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.90)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
92	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.91)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
93	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.92)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
94	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.93)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
95	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.94)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
96	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.95)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
97	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.96)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
98	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.97)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
99	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.98)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
100	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (2.99)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
101	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (3.00)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
102	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (3.01)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
103	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (3.02)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
104	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (3.03)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
105	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (3.04)	Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan		Regelungsplan	
106	Grundriss nach § 11 Abs. 2 (3.05)	Regelungsplan		Reg											

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
		2. Detaillierte Übersicht (1. Regulierungsperiode)								
00		2.1. Ausgangspunkt für die Ertragsgrenzbestimmung								
00		2.1.1. Ausgangspunkt für die Ertragsgrenzbestimmung								
00	1	Übersichtliche Darstellung Bilanz 2007								
00		= Ausgangspunkt (Punkt 1)								
00		2.2. Übersicht nach bestimmtem Kriterium nach § 11 Abs. 2 Satz 1								
00		Abgrenzung nach § 11 Abs. 2 Satz 1								
00		2.2.1. gestörte Aktivität und Vermögensgegenstände (Nr. 1)								
00		2.2.2. Kontostromgegenstände (Nr. 2)								
00		2.2.3. Sachverhalte (Nr. 3)								
00		2.2.4. infolge des Vermögensgegenstandes entstandene Nebenwerte (Nr. 4)								
00		2.2.5. geringfügige Vermögensgegenstände nach § 23 Abs. 1 (Nr. 5)								
00		2.2.6. Merkmale für die Ermittlung der Verluste und die Ermittlung von Verlusten (Nr. 6)								
00		2.2.7. Festlegung der bestimmten Vermögensgegenstände nach § 18 Abs. 1 (Nr. 7)								
00		2.2.8. verbleibende Kosten des Vermögensgegenstandes nach § 18 Abs. 1 (Nr. 8)								
00		2.2.9. Verluste und Verlustteil, Verluste zu Verlustteil und Vermögensgegenstände (Abschnitt 21.12.08) (Nr. 9)								
00		2.2.10. Verluste und Vermögensgegenstände (Nr. 10)								
00		2.2.11. Herabsetzung, Verabreichung, Herabsetzungssatz (Nr. 11)								
00		2.2.12. persönliche Vermögensgegenstände nach § 25 Abs. 1 (Nr. 12)								
00		2.2.13. Aufhebung von Vermögensgegenständen nach dem Verlustteil								
00		2.2.14. Verluste oder Kosten des Vermögensgegenstandes nach dem Verlustteil								
00		2.2.15. Vermögensgegenstände, die unter anderem Verlustteilbildung								
00		2.2.16. Verlustteilbildung								
00		2.2.17. Verlustteilbildung								
00		2.2.18. Verlustteilbildung								
00		2.2.19. Verlustteilbildung								
00		2.2.20. Verlustteilbildung								
00		2.2.21. Verlustteilbildung								
00		2.2.22. Verlustteilbildung								
00		2.2.23. Verlustteilbildung								
00		2.2.24. Verlustteilbildung								
00		2.2.25. Verlustteilbildung								
00		2.2.26. Verlustteilbildung								
00		2.2.27. Verlustteilbildung								
00		2.2.28. Verlustteilbildung								
00		2.2.29. Verlustteilbildung								
00		2.2.30. Verlustteilbildung								
00		2.2.31. Verlustteilbildung								
00		2.2.32. Verlustteilbildung								
00		2.2.33. Verlustteilbildung								
00		2.2.34. Verlustteilbildung								
00		2.2.35. Verlustteilbildung								
00		2.2.36. Verlustteilbildung								
00		2.2.37. Verlustteilbildung								
00		2.2.38. Verlustteilbildung								
00		2.2.39. Verlustteilbildung								
00		2.2.40. Verlustteilbildung								
00		2.2.41. Verlustteilbildung								
00		2.2.42. Verlustteilbildung								
00		2.2.43. Verlustteilbildung								
00		2.2.44. Verlustteilbildung								
00		2.2.45. Verlustteilbildung								
00		2.2.46. Verlustteilbildung								
00		2.2.47. Verlustteilbildung								
00		2.2.48. Verlustteilbildung								
00		2.2.49. Verlustteilbildung								
00		2.2.50. Verlustteilbildung								
00		2.2.51. Verlustteilbildung								
00		2.2.52. Verlustteilbildung								
00		2.2.53. Verlustteilbildung								
00		2.2.54. Verlustteilbildung								
00		2.2.55. Verlustteilbildung								
00		2.2.56. Verlustteilbildung								
00		2.2.57. Verlustteilbildung								
00		2.2.58. Verlustteilbildung								
00		2.2.59. Verlustteilbildung								
00		2.2.60. Verlustteilbildung								
00		2.2.61. Verlustteilbildung								
00		2.2.62. Verlustteilbildung								
00		2.2.63. Verlustteilbildung								
00		2.2.64. Verlustteilbildung								
00		2.2.65. Verlustteilbildung								
00		2.2.66. Verlustteilbildung								
00		2.2.67. Verlustteilbildung								
00		2.2.68. Verlustteilbildung								
00		2.2.69. Verlustteilbildung								
00		2.2.70. Verlustteilbildung								
00		2.2.71. Verlustteilbildung								
00		2.2.72. Verlustteilbildung								
00		2.2.73. Verlustteilbildung								
00		2.2.74. Verlustteilbildung								
00		2.2.75. Verlustteilbildung								
00		2.2.76. Verlustteilbildung								
00		2.2.77. Verlustteilbildung								
00		2.2.78. Verlustteilbildung								
00		2.2.79. Verlustteilbildung								
00		2.2.80. Verlustteilbildung								
00		2.2.81. Verlustteilbildung								
00		2.2.82. Verlustteilbildung								
00		2.2.83. Verlustteilbildung								
00		2.2.84. Verlustteilbildung								
00		2.2.85. Verlustteilbildung								
00		2.2.86. Verlustteilbildung								
00		2.2.87. Verlustteilbildung								
00		2.2.88. Verlustteilbildung								
00		2.2.89. Verlustteilbildung								
00		2.2.90. Verlustteilbildung								
00		2.2.91. Verlustteilbildung								
00		2.2.92. Verlustteilbildung								
00		2.2.93. Verlustteilbildung								
00		2.2.94. Verlustteilbildung								
00		2.2.95. Verlustteilbildung								
00		2.2.96. Verlustteilbildung								
00		2.2.97. Verlustteilbildung								
00		2.2.98. Verlustteilbildung								
00		2.2.99. Verlustteilbildung								
00		2.2.100. Verlustteilbildung								
00		2.2.101. Verlustteilbildung								
00		2.2.102. Verlustteilbildung								
00		2.2.103. Verlustteilbildung								
00		2.2.104. Verlustteilbildung								
00		2.2.105. Verlustteilbildung								
00		2.2.106. Verlustteilbildung								
00		2.2.107. Verlustteilbildung								
00		2.2.108. Verlustteilbildung								
00		2.2.109. Verlustteilbildung								
00		2.2.110. Verlustteilbildung								
00		2.2.111. Verlustteilbildung								
00		2.2.112. Verlustteilbildung								
00		2.2.113. Verlustteilbildung								
00		2.2.114. Verlustteilbildung								
00		2.2.115. Verlustteilbildung								
00		2.2.116. Verlustteilbildung								
00		2.2.117. Verlustteilbildung								
00		2.2.118. Verlustteilbildung								
00		2.2.119. Verlustteilbildung								
00		2.2.120. Verlustteilbildung								
00		2.2.121. Verlustteilbildung								
00		2.2.122. Verlustteilbildung								
00		2.2.123. Verlustteilbildung								
00		2.2.124. Verlustteilbildung								
00		2.2.125. Verlustteilbildung								
00		2.2.126. Verlustteilbildung								
00		2.2.127. Verlustteilbildung								
00		2.2.128. Verlustteilbildung								
00		2.2.129. Verlustteilbildung								
00		2.2.130. Verlustteilbildung								
00		2.2.131. Verlustteilbildung								
00		2.2.132. Verlustteilbildung								
00		2.2.133. Verlustteilbildung								
00		2.2.134. Verlustteilbildung								
00		2.2.135. Verlustteilbildung								
00		2.2.136. Verlustteilbildung								
00		2.2.137. Verlustteilbildung								
00		2.2.138. Verlustteilbildung								
00		2.2.139. Verlustteilbildung								
00		2.2.140. Verlustteilbildung								
00		2.2.141. Verlustteilbildung								
00		2.2.142. Verlustteilbildung								
00		2.2.143. Verlustteilbildung								
00		2.2.144. Verlustteilbildung								
00		2.2.145. Verlustteilbildung								
00		2.2.146. Verlustteilbildung								
00		2.2.147. Verlustteilbildung								
00		2.2.148. Verlustteilbildung								
00		2.2.149. Verlustteilbildung								
00		2.2.150. Verlustteilbildung								
00		2.2.151. Verlustteilbildung								
00		2.2.152. Verlustteilbildung								
00		2.2.153. Verlustteilbildung								
00		2.2.154. Verlustteilbildung								
00		2.2.155. Verlustteilbildung								
00		2.2.156. Verlustteilbildung								
00		2.2.157. Verlustteilbildung								
00		2.2.158. Verlustteilbildung								
00		2.2.159. Verlustteilbildung								
00		2.2.160. Verlustteilbildung								
00		2.2.161. Verlustteilbildung								
00		2.2.162. Verlustteilbildung								
00		2.2.163. Verlustteilbildung								
00		2.2.164. Verlustteilbildung								
00		2.2.165. Verlustteilbildung								
00		2.2.166. Verlustteilbildung								
00		2.2.167. Verlustteilbildung								
00		2.2.168. Verlustteilbildung								
00		2.2.169. Verlustteilbildung								
00		2.2.170. Verlustteilbildung								
00		2.2.171. Verlustteilbildung								
00		2.2.172. Verlustteilbildung								
00		2.2.173. Verlustteilbildung								
00		2.2.174. Verlustteilbildung								
00		2.2.175. Verlustteilbildung								
00		2.2.176. Verlustteilbildung								
00		2.2.177. Verlustteilbildung								
00		2.2.178. Verlustteilbildung								
00		2.2.179. Verlustteilbildung								

	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000
1	2.1. Erklärung der mit der Erklärung verbundenen Sachverhalte und der damit verbundenen Risiken																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				

B		C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Position		Kostenarten	Hetzkosten nach Konsolidierung [€]	davon	dauerhaft nicht belastbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 AbgV	Aufwandspostennummer [gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 AbgV]	Aufwandspostennummer [standardisierte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 AbgV				
2											
3	1	Erfassung der Kosten- und Ertragsarten									
4	2	Aufwandgleiche Kosten									
5	3	Materialeinzelkosten									
6	4	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe									
7	5	Aufwendungen für die Beschaffung von Verbrauchsmaterial									
8	6	Aufwendungen für bezogene Leistungen									
9	7	Aufwendungen an vorliegende Halbfabrikate									
10	8	Aufwendungen für übertragene Halbfabrikate									
11	9	Aufwendungen für durch Dritte erhaltene Wartungs- und Instandhaltungsleistungen									
12	10	Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgangsmaterial für Bestandsaufbau									
13	11	Aufwendungen für Differenzierungen									
14	12	Aufwendungen für Differenzierungen									
15	13	Aufwendungen für Differenzierungen									
16	14	Aufwendungen für Differenzierungen									
17	15	Aufwendungen für Differenzierungen									
18	16	Aufwendungen für Differenzierungen									
19	17	Aufwendungen für Differenzierungen									
20	18	Aufwendungen für Differenzierungen									
21	19	Aufwendungen für Differenzierungen									
22	20	Aufwendungen für Differenzierungen									
23	21	Aufwendungen für Differenzierungen									
24	22	Aufwendungen für Differenzierungen									
25	23	Aufwendungen für Differenzierungen									
26	24	Aufwendungen für Differenzierungen									
27	25	Aufwendungen für Differenzierungen									
28	26	Aufwendungen für Differenzierungen									
29	27	Aufwendungen für Differenzierungen									
30	28	Aufwendungen für Differenzierungen									
31	29	Aufwendungen für Differenzierungen									
32	30	Aufwendungen für Differenzierungen									
33	31	Aufwendungen für Differenzierungen									
34	32	Aufwendungen für Differenzierungen									
35	33	Aufwendungen für Differenzierungen									
36	34	Aufwendungen für Differenzierungen									
37	35	Aufwendungen für Differenzierungen									
38	36	Aufwendungen für Differenzierungen									
39	37	Aufwendungen für Differenzierungen									
40	38	Aufwendungen für Differenzierungen									
41	39	Aufwendungen für Differenzierungen									
42	40	Aufwendungen für Differenzierungen									
43	41	Aufwendungen für Differenzierungen									
44	42	Aufwendungen für Differenzierungen									
45	43	Aufwendungen für Differenzierungen									
46	44	Aufwendungen für Differenzierungen									
47	45	Aufwendungen für Differenzierungen									
48	46	Aufwendungen für Differenzierungen									
49	47	Aufwendungen für Differenzierungen									
50	48	Aufwendungen für Differenzierungen									
51	49	Aufwendungen für Differenzierungen									
52	50	Aufwendungen für Differenzierungen									
53	51	Aufwendungen für Differenzierungen									
54	52	Aufwendungen für Differenzierungen									
55	53	Aufwendungen für Differenzierungen									
56	54	Aufwendungen für Differenzierungen									
57	55	Aufwendungen für Differenzierungen									
58	56	Aufwendungen für Differenzierungen									
59	57	Aufwendungen für Differenzierungen									
60	58	Aufwendungen für Differenzierungen									
61	59	Aufwendungen für Differenzierungen									
62	60	Aufwendungen für Differenzierungen									
63	61	Aufwendungen für Differenzierungen									
64	62	Aufwendungen für Differenzierungen									
65	63	Aufwendungen für Differenzierungen									
66	64	Aufwendungen für Differenzierungen									
67	65	Aufwendungen für Differenzierungen									
68	66	Aufwendungen für Differenzierungen									
69	67	Aufwendungen für Differenzierungen									
70	68	Aufwendungen für Differenzierungen									
71	69	Aufwendungen für Differenzierungen									
72	70	Aufwendungen für Differenzierungen									
73	71	Aufwendungen für Differenzierungen									
74	72	Aufwendungen für Differenzierungen									
75	73	Aufwendungen für Differenzierungen									
76	74	Aufwendungen für Differenzierungen									
77	75	Aufwendungen für Differenzierungen									
78	76	Aufwendungen für Differenzierungen									
79	77	Aufwendungen für Differenzierungen									
80	78	Aufwendungen für Differenzierungen									
81	79	Aufwendungen für Differenzierungen									
82	80	Aufwendungen für Differenzierungen									
83	81	Aufwendungen für Differenzierungen									
84	82	Aufwendungen für Differenzierungen									
85	83	Aufwendungen für Differenzierungen									
86	84	Aufwendungen für Differenzierungen									
87	85	Aufwendungen für Differenzierungen									
88	86	Aufwendungen für Differenzierungen									
89	87	Aufwendungen für Differenzierungen									
90	88	Aufwendungen für Differenzierungen									
91	89	Aufwendungen für Differenzierungen									
92	90	Aufwendungen für Differenzierungen									
93	91	Aufwendungen für Differenzierungen									
94	92	Aufwendungen für Differenzierungen									
95	93	Aufwendungen für Differenzierungen									
96	94	Aufwendungen für Differenzierungen									
97	95	Aufwendungen für Differenzierungen									
98	96	Aufwendungen für Differenzierungen									
99	97	Aufwendungen für Differenzierungen									
100	98	Aufwendungen für Differenzierungen									

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
	Position	Kostenarten	Netzkosten nach Konsolidierung	davon	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 AbgVG	Aufwandsparameter (geschätzte Kapitalkosten) gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 AbgVG	Aufwandsparameter (standardisierte Kapitalkosten) gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 AbgVG				
2											
49	5.5.17	Sonstiges									
50	2	Abschreibungen									
51	2.1	Kalk. Abschreibungen Sachanlagevermögen									
52	2.2	Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen									
53	2.2.1	Korrekturen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten									
54	2.2.2	Sonstiges									
55	2.3	Abschreibungen Finanzanlagen									
56	3	Kalk. Eigenkapitalveränderung									
57	4	Kalk. Gewerbesteuer									
58	14	Netzkosten i.S. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse									
59	6	Kostenmindernde Erlöse und Entgelte									
60	6.1	Erfolgreiche Konzessionsabgaben									
61	6.2	Aktivierte Eigenleistungen									
62	6.3	Entgelte aus Beteiligungen									
63	6.3.1	davon aus verbundenen Unternehmen									
64	6.4	Erlöse aus Auflösung von Netzausschussbeiträgen									
65	6.5	Erlöse aus Auflösung von Baukostenzuschüssen									
66	6.6	Entgelte aus anderen Verträgen und Ausleihungen des									
67	6.6.1	davon aus verbundenen Unternehmen									
68	6.7	Sonstige Zinsen und ähnliche Entgelte									
69	6.7.1	Entgelte aus Finanzanlagen									
70	6.7.1.1	davon Entgelte aus amorisierten Finanzanlagen									
71	6.7.2	Sonstige Entgelte aus Cash-Pooling									
72	6.7.2.1	Entgelte aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen									
73	6.7.2.2	Entgelte aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen									
74	6.7.2.3	Entgelte aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)									
75	6.7.2.4	Entgelte aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Sonderverhältnis besteht									
76	6.7.2.5	Entgelte aus sonstigen Vermögensgegenständen									
77	6.7.3	Entgelte aus Verträgen									
78	6.7.4	Entgelte aus Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten und Kreditlinien									
79	6.7.5	Andere sonstige Zinsen und ähnliche Entgelte									
80	6.8	Sonstige Erlöse und Entgelte									
81	6.8.1	Erlöse aus der Herstellung sonstiger Hilfsdienstleistungen gemäß § 1 Abs. 3									
82	6.8.1.1	Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffungsstellen									
83	6.8.1.2	Erlöse aus Normierungsgewinnanteilen									
84	6.8.1.3	Erlöse aus anderen Bilanzabgrenzungen									
85	6.8.1.4	Erlöse aus sonstigen Handelsabgrenzungen									
86	6.8.1.5	Erlöse aus anderen erforderten sonstigen Hilfsdiensten									
87	6.8.2	Nicht zurückgezahlte Erlöse aus Veräußerung gemäß § 10 Abs. 6 GasNZV									
88	6.8.3	Erlöse aus Auflösung von Rückstellungen gemäß § 10 Abs. 6 GasNZV									
89	6.8.4	Erlöse aus Verkauf von Erzeugnisengruppen									
90	6.8.5	Erlöse aus Lieferungen									
91	6.8.6	Andere sonstige Erlöse und Entgelte									
92	11	sonstige Verzinsung für Barmittelbindung									
93	12	Netzkosten i.S. nach Abzug kostenmindernder Erlöse									
94											
95											
96											
97											
98											
99											
100											

	E	F	G
	Vergleichsparameter	Einheit	Wert
3			
4	Polygon-Fläche (convex hull)	[m²]	
5	Transportmoment	[m³m³/h]	
6	Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte	[Anzahl]	

A		B	C	D	E
		Anlagegruppe	Abschreibungszeitraum (Jahre) Untergrenze	Tagessumme	Annahmefähige Kosten pro Anlagegruppe
4	2.1.1	Kalk. Abschreibungen allgemeine Anlagen			
5	2.1.1.1	Kalk. Abschreibungen Grundstücksanlagen, Bauten für Transportzwecke	20		
6	2.1.1.2	Kalk. Abschreibungen Betriebsgebäude	50		
7	2.1.1.3	Kalk. Abschreibungen Vertriebsgebäude	50		
8	2.1.1.4	Kalk. Abschreibungen Lageranlagen, Eisenbahnwagen	25		
9	2.1.1.5	Kalk. Abschreibungen Geschäftsausstattung (ohne GGR, Werkzeuge/Geräte), Vermittlungseinrichtungen	5		
10	2.1.1.6	Kalk. Abschreibungen Werkzeugaufbewahrung	14		
11	2.1.1.7	Kalk. Abschreibungen Lageranordnung	14		
12	2.1.1.8	Kalk. Abschreibungen GGR-Anlagen			
13	2.1.1.8.1	Kalk. Abschreibungen Motoren	4		
14	2.1.1.8.2	Kalk. Abschreibungen Schiffe	3		
15	2.1.1.8.3	Kalk. Abschreibungen Fahrzeuge			
16	2.1.1.8.4	Kalk. Abschreibungen Landfahrzeuge	5		
17	2.1.1.8.5	Kalk. Abschreibungen Schiffe	8		
18	2.1.3	Kalk. Abschreibungen Gasbehälter	48		
19	2.1.3.1	Kalk. Abschreibungen Erdgasverrohrungsanlagen			
20	2.1.3.1.1	Kalk. Abschreibungen Erdgasverrohrung	25		
21	2.1.3.1.2	Kalk. Abschreibungen Gasverrohrungsanlagen	26		
22	2.1.3.1.3	Kalk. Abschreibungen Pipen und Armaturen	26		
23	2.1.3.1.4	Kalk. Abschreibungen Gasmessanlagen	26		
24	2.1.3.1.5	Kalk. Abschreibungen Sicherheitsvorrichtungen (Erdgasverrohrungsanlagen)	26		
25	2.1.3.1.6	Kalk. Abschreibungen Leit- und Regeltechnik (Erdgasverrohrungsanlagen)	26		
26	2.1.3.1.7	Kalk. Abschreibungen Nebenanlagen (Erdgasverrohrungsanlagen)	26		
27	2.1.3.1.8	Kalk. Abschreibungen Vorrichtungen	26		
28	2.1.4	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen			
29	2.1.4.1	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)			
30	2.1.4.1.1	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
31	2.1.4.1.2	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
32	2.1.4.1.3	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
33	2.1.4.1.4	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
34	2.1.4.1.5	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
35	2.1.4.1.6	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
36	2.1.4.1.7	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
37	2.1.4.1.8	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
38	2.1.4.1.9	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
39	2.1.4.1.10	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
40	2.1.4.1.11	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
41	2.1.4.1.12	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
42	2.1.4.1.13	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
43	2.1.4.1.14	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
44	2.1.4.1.15	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
45	2.1.4.1.16	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
46	2.1.4.1.17	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
47	2.1.4.1.18	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
48	2.1.4.1.19	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
49	2.1.4.1.20	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
50	2.1.4.1.21	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungsfeststellungsanlagen (Kalk.)	45		
51					
52					
53					
54					
55					
56					
57	3.1.1.1	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens			beruht abgesetzt, GJ
58	3.1.1.2	Gesamte Anordnungen und Anlagen in der			2007
59	3.1.1.3	Gesamte Anlagen in der			Gewichtete Durchschnitt
60	3.1.1.4	Gesamte Anlagen in der			4,19%
61	3.1.1.5	Gesamte Anlagen in der			
62	3.1.1.6	Gesamte Anlagen in der			
63	3.1.1.7	Gesamte Anlagen in der			
64	3.1.1.8	Gesamte Anlagen in der			
65	3.1.1.9	Gesamte Anlagen in der			
66	3.1.1.10	Gesamte Anlagen in der			
67	3.1.1.11	Gesamte Anlagen in der			
68	3.1.1.12	Gesamte Anlagen in der			
69	3.1.1.13	Gesamte Anlagen in der			
70	3.1.1.14	Gesamte Anlagen in der			
71	3.1.1.15	Gesamte Anlagen in der			
72	3.1.1.16	Gesamte Anlagen in der			
73	3.1.1.17	Gesamte Anlagen in der			
74	3.1.1.18	Gesamte Anlagen in der			
75	3.1.1.19	Gesamte Anlagen in der			
76	3.1.1.20	Gesamte Anlagen in der			
77	3.1.1.21	Gesamte Anlagen in der			
78	3.1.1.22	Gesamte Anlagen in der			
79	3.1.1.23	Gesamte Anlagen in der			
80	3.1.1.24	Gesamte Anlagen in der			
81	3.1.1.25	Gesamte Anlagen in der			
82	3.1.1.26	Gesamte Anlagen in der			
83	3.1.1.27	Gesamte Anlagen in der			
84	3.1.1.28	Gesamte Anlagen in der			
85	3.1.1.29	Gesamte Anlagen in der			
86	3.1.1.30	Gesamte Anlagen in der			
87	3.1.1.31	Gesamte Anlagen in der			
88	3.1.1.32	Gesamte Anlagen in der			
89	3.1.1.33	Gesamte Anlagen in der			
90	3.1.1.34	Gesamte Anlagen in der			
91	3.1.1.35	Gesamte Anlagen in der			
92	3.1.1.36	Gesamte Anlagen in der			
93	3.1.1.37	Gesamte Anlagen in der			
94	3.1.1.38	Gesamte Anlagen in der			
95	3.1.1.39	Gesamte Anlagen in der			
96	3.1.1.40	Gesamte Anlagen in der			
97	3.1.1.41	Gesamte Anlagen in der			
98	3.1.1.42	Gesamte Anlagen in der			
99	3.1.1.43	Gesamte Anlagen in der			
100	3.1.1.44	Gesamte Anlagen in der			
101	3.1.1.45	Gesamte Anlagen in der			
102	3.1.1.46	Gesamte Anlagen in der			
103	3.1.1.47	Gesamte Anlagen in der			
104	3.1.1.48	Gesamte Anlagen in der			
105	3.1.1.49	Gesamte Anlagen in der			
106	3.1.1.50	Gesamte Anlagen in der			
107	3.1.1.51	Gesamte Anlagen in der			
108	3.1.1.52	Gesamte Anlagen in der			
109	3.1.1.53	Gesamte Anlagen in der			
110	3.1.1.54	Gesamte Anlagen in der			
111	3.1.1.55	Gesamte Anlagen in der			
112	3.1.1.56	Gesamte Anlagen in der			
113	3.1.1.57	Gesamte Anlagen in der			
114	3.1.1.58	Gesamte Anlagen in der			
115	3.1.1.59	Gesamte Anlagen in der			
116	3.1.1.60	Gesamte Anlagen in der			
117	3.1.1.61	Gesamte Anlagen in der			
118	3.1.1.62	Gesamte Anlagen in der			
119	3.1.1.63	Gesamte Anlagen in der			
120	3.1.1.64	Gesamte Anlagen in der			
121	3.1.1.65	Gesamte Anlagen in der			
122	3.1.1.66	Gesamte Anlagen in der			
123	3.1.1.67	Gesamte Anlagen in der			
124	3.1.1.68	Gesamte Anlagen in der			
125	3.1.1.69	Gesamte Anlagen in der			
126	3.1.1.70	Gesamte Anlagen in der			
127	3.1.1.71	Gesamte Anlagen in der			
128	3.1.1.72	Gesamte Anlagen in der			
129	3.1.1.73	Gesamte Anlagen in der			
130	3.1.1.74	Gesamte Anlagen in der			
131	3.1.1.75	Gesamte Anlagen in der			
132	3.1.1.76	Gesamte Anlagen in der			
133	3.1.1.77	Gesamte Anlagen in der			
134	3.1.1.78	Gesamte Anlagen in der			

	A	B	C	D	E
100	Zeile	Anschaffungskosten	Netto, AK/FA, bezogen auf den AJ	Investition	Tagesumsatz
133	28	1971		0,0000	
134	29	Grundstückskosten, Boden für Tiefgarage			
137	40	2007		1,0000	
138	41	2007		1,0476	
139	42	2007		1,0736	
140	43	2007		1,0996	
141	44	2007		1,1256	
142	45	2007		1,1516	
143	46	2007		1,1776	
144	47	2007		1,2036	
145	48	2007		1,2296	
146	49	2007		1,2556	
147	50	2007		1,2816	
148	51	2007		1,3076	
149	52	2007		1,3336	
150	53	2007		1,3596	
151	54	2007		1,3856	
152	55	2007		1,4116	
153	56	2007		1,4376	
154	57	2007		1,4636	
155	58	2007		1,4896	
156	59	2007		1,5156	
157	60	2007		1,5416	
158	61	2007		1,5676	
159	62	2007		1,5936	
160	63	2007		1,6196	
161	64	2007		1,6456	
162	65	2007		1,6716	
163	66	2007		1,6976	
164	67	2007		1,7236	
165	68	2007		1,7496	
166	69	2007		1,7756	
167	70	2007		1,8016	
168	71	2007		1,8276	
169	72	2007		1,8536	
170	73	2007		1,8796	
171	74	2007		1,9056	
172	75	2007		1,9316	
173	76	2007		1,9576	
174	77	2007		1,9836	
175	78	2007		2,0096	
176	79	2007		2,0356	
177	80	2007		2,0616	
178	81	2007		2,0876	
179	82	2007		2,1136	
180	83	2007		2,1396	
181	84	2007		2,1656	
182	85	2007		2,1916	
183	86	2007		2,2176	
184	87	2007		2,2436	
185	88	2007		2,2696	
186	89	2007		2,2956	
187	90	2007		2,3216	
188	91	2007		2,3476	
189	92	2007		2,3736	
190	93	2007		2,3996	
191	94	2007		2,4256	
192	95	2007		2,4516	
193	96	2007		2,4776	
194	97	2007		2,5036	
195	98	2007		2,5296	
196	99	2007		2,5556	
197	100	2007		2,5816	
198	101	2007		2,6076	
199	102	2007		2,6336	
200	103	2007		2,6596	
201	104	2007		2,6856	
202	105	2007		2,7116	
203	106	2007		2,7376	
204	107	2007		2,7636	
205	108	2007		2,7896	
206	109	2007		2,8156	
207	110	2007		2,8416	
208	111	2007		2,8676	
209	112	2007		2,8936	
210	113	2007		2,9196	
211	114	2007		2,9456	
212	115	2007		2,9716	
213	116	2007		2,9976	
214	117	2007		3,0236	
215	118	2007		3,0496	
216	119	2007		3,0756	
217	120	2007		3,1016	
218	121	2007		3,1276	
219	122	2007		3,1536	
220	123	2007		3,1796	
221	124	2007		3,2056	
222	125	2007		3,2316	
223	126	2007		3,2576	
224	127	2007		3,2836	
225	128	2007		3,3096	
226	129	2007		3,3356	
227	130	2007		3,3616	
228	131	2007		3,3876	
229	132	2007		3,4136	
230	133	2007		3,4396	
231	134	2007		3,4656	
232	135	2007		3,4916	
233	136	2007		3,5176	
234	137	2007		3,5436	
235	138	2007		3,5696	
236	139	2007		3,5956	
237	140	2007		3,6216	
238	141	2007		3,6476	
239	142	2007		3,6736	
240	143	2007		3,6996	
241	144	2007		3,7256	
242	145	2007		3,7516	

	A	B	C	D	E
	Zeile	Anschaffungskurs	Net. ANWR: Bezugs auf den A/W	Interaktion	Tagesanwerte
130					
243	101	1999		1.8172	
244	102	1999		1.8062	
245	103	1999		1.8079	
246	104	1999		1.8090	
247	105	1999		1.8175	
248	106	1999		1.8039	
249	107	1999		1.8121	
250	108	1999		1.8046	
251	109	1999		1.8150	
252	110	1999		1.8185	
253	111	1999		1.8146	
254	112	1999		1.8146	
255	113	1999		1.8146	
256	114	1999		1.8146	
257	115	1999		1.8146	
258	116	1999		1.8146	
259	117	1999		1.8146	
260	118	1999		1.8146	
261	119	1999		1.8146	
262	120	1999		1.8146	
263	121	1999		1.8146	
264	122	1999		1.8146	
265	123	1999		1.8146	
266	124	1999		1.8146	
267	125	1999		1.8146	
268	126	1999		1.8146	
269	127	1999		1.8146	
270	128	1999		1.8146	
271	129	1999		1.8146	
272	130	1999		1.8146	
273	131	1999		1.8146	
274	132	1999		1.8146	
275	133	1999		1.8146	
276	134	1999		1.8146	
277	135	1999		1.8146	
278	136	1999		1.8146	
279	137	1999		1.8146	
280	138	1999		1.8146	
281	139	1999		1.8146	
282	140	1999		1.8146	
283	141	1999		1.8146	
284	142	1999		1.8146	
285	143	1999		1.8146	
286	144	1999		1.8146	
287	145	1999		1.8146	
288	146	1999		1.8146	
289	147	1999		1.8146	
290	148	1999		1.8146	
291	149	1999		1.8146	
292	150	1999		1.8146	
293	151	1999		1.8146	
294	152	1999		1.8146	
295	153	1999		1.8146	
296	154	1999		1.8146	
297	155	1999		1.8146	
298	156	1999		1.8146	
299	157	1999		1.8146	
300	158	1999		1.8146	
301	159	1999		1.8146	
302	160	1999		1.8146	
303	161	1999		1.8146	
304	162	1999		1.8146	
305	163	1999		1.8146	
306	164	1999		1.8146	
307	165	1999		1.8146	
308	166	1999		1.8146	
309	167	1999		1.8146	
310	168	1999		1.8146	
311	169	1999		1.8146	
312	170	1999		1.8146	
313	171	1999		1.8146	
314	172	1999		1.8146	
315	173	1999		1.8146	
316	174	1999		1.8146	
317	175	1999		1.8146	
318	176	1999		1.8146	
319	177	1999		1.8146	
320	178	1999		1.8146	
321	179	1999		1.8146	
322	180	1999		1.8146	
323	181	1999		1.8146	
324	182	1999		1.8146	
325	183	1999		1.8146	
326	184	1999		1.8146	
327	185	1999		1.8146	
328	186	1999		1.8146	
329	187	1999		1.8146	
330	188	1999		1.8146	
331	189	1999		1.8146	
332	190	1999		1.8146	
333	191	1999		1.8146	
334	192	1999		1.8146	
335	193	1999		1.8146	
336	194	1999		1.8146	
337	195	1999		1.8146	
338	196	1999		1.8146	
339	197	1999		1.8146	
340	198	1999		1.8146	
341	199	1999		1.8146	
342	200	1999		1.8146	
343	201	1999		1.8146	
344	202	1999		1.8146	
345	203	1999		1.8146	
346	204	1999		1.8146	
347	205	1999		1.8146	
348	206	1999		1.8146	
349	207	1999		1.8146	
350	208	1999		1.8146	

	A	B	C	D	E
	Zelle	Anschaffungsjahr	Rest. ANZSK. bezogen auf das AJ %	Indexation	Tagesnormale
100					
321	321	1983		0,000	
322	322				
323	323	Lagerverbleibung		1,000	
324	324	1987		0,720	
325	325	1988		0,660	
326	326	1989		0,600	
327	327	1990		0,540	
328	328	1991		0,480	
329	329	1992		0,420	
330	330	1993		0,360	
331	331	1994		0,300	
332	332	1995		0,240	
333	333	1996		0,180	
334	334	1997		0,120	
335	335	1998		0,060	
336	336	1999		0,000	
337	337	2000		0,000	
338	338	2001		0,000	
339	339	2002		0,000	
340	340	2003		0,000	
341	341	2004		0,000	
342	342	2005		0,000	
343	343	2006		0,000	
344	344	2007		0,000	
345	345	2008		0,000	
346	346	2009		0,000	
347	347	2010		0,000	
348	348	2011		0,000	
349	349	2012		0,000	
350	350	2013		0,000	
351	351	2014		0,000	
352	352	2015		0,000	
353	353	2016		0,000	
354	354	2017		0,000	
355	355	2018		0,000	
356	356	2019		0,000	
357	357	2020		0,000	
358	358	2021		0,000	
359	359	2022		0,000	
360	360	2023		0,000	
361	361	2024		0,000	
362	362	2025		0,000	
363	363	2026		0,000	
364	364	2027		0,000	
365	365	2028		0,000	
366	366	2029		0,000	
367	367	2030		0,000	
368	368	2031		0,000	
369	369	2032		0,000	
370	370	2033		0,000	
371	371	2034		0,000	
372	372	2035		0,000	
373	373	2036		0,000	
374	374	2037		0,000	
375	375	2038		0,000	
376	376	2039		0,000	
377	377	2040		0,000	
378	378	2041		0,000	
379	379	2042		0,000	
380	380	2043		0,000	
381	381	2044		0,000	
382	382	2045		0,000	
383	383	2046		0,000	
384	384	2047		0,000	
385	385	2048		0,000	
386	386	2049		0,000	
387	387	2050		0,000	
388	388	2051		0,000	
389	389	2052		0,000	
390	390	2053		0,000	
391	391	2054		0,000	
392	392	2055		0,000	
393	393	2056		0,000	
394	394	2057		0,000	
395	395	2058		0,000	
396	396	2059		0,000	
397	397	2060		0,000	
398	398	2061		0,000	
399	399	2062		0,000	
400	400	2063		0,000	
401	401	2064		0,000	
402	402	2065		0,000	
403	403	2066		0,000	
404	404	2067		0,000	
405	405	2068		0,000	
406	406	2069		0,000	
407	407	2070		0,000	
408	408	2071		0,000	
409	409	2072		0,000	
410	410	2073		0,000	
411	411	2074		0,000	
412	412	2075		0,000	
413	413	2076		0,000	
414	414	2077		0,000	
415	415	2078		0,000	
416	416	2079		0,000	
417	417	2080		0,000	
418	418	2081		0,000	
419	419	2082		0,000	
420	420	2083		0,000	
421	421	2084		0,000	
422	422	2085		0,000	
423	423	2086		0,000	
424	424	2087		0,000	
425	425	2088		0,000	
426	426	2089		0,000	
427	427	2090		0,000	
428	428	2091		0,000	
429	429	2092		0,000	
430	430	2093		0,000	
431	431	2094		0,000	
432	432	2095		0,000	
433	433	2096		0,000	
434	434	2097		0,000	
435	435	2098		0,000	
436	436	2099		0,000	
437	437	2100		0,000	
438	438	2101		0,000	
439	439	2102		0,000	
440	440	2103		0,000	
441	441	2104		0,000	
442	442	2105		0,000	
443	443	2106		0,000	
444	444	2107		0,000	
445	445	2108		0,000	
446	446	2109		0,000	
447	447	2110		0,000	
448	448	2111		0,000	
449	449	2112		0,000	
450	450	2113		0,000	
451	451	2114		0,000	
452	452	2115		0,000	
453	453	2116		0,000	
454	454	2117		0,000	
455	455	2118		0,000	
456	456	2119		0,000	
457	457	2120		0,000	
458	458	2121		0,000	

A	B	C	D	E
Zelle	Anschaffungspreis	Netto-Basis, bezogen auf den K.	Indikator	Preisvergleich
100				
101	100			
102	100			
103	100			
104	100			
105	100			
106	100			
107	100			
108	100			
109	100			
110	100			
111	100			
112	100			
113	100			
114	100			
115	100			
116	100			
117	100			
118	100			
119	100			
120	100			
121	100			
122	100			
123	100			
124	100			
125	100			
126	100			
127	100			
128	100			
129	100			
130	100			
131	100			
132	100			
133	100			
134	100			
135	100			
136	100			
137	100			
138	100			
139	100			
140	100			
141	100			
142	100			
143	100			
144	100			
145	100			
146	100			
147	100			
148	100			
149	100			
150	100			
151	100			
152	100			
153	100			
154	100			
155	100			
156	100			
157	100			
158	100			
159	100			
160	100			
161	100			
162	100			
163	100			
164	100			
165	100			
166	100			
167	100			
168	100			
169	100			
170	100			
171	100			
172	100			
173	100			
174	100			
175	100			
176	100			
177	100			
178	100			
179	100			
180	100			
181	100			
182	100			
183	100			
184	100			
185	100			
186	100			
187	100			
188	100			
189	100			
190	100			
191	100			
192	100			
193	100			
194	100			
195	100			
196	100			
197	100			
198	100			
199	100			
200	100			
201	100			
202	100			
203	100			
204	100			
205	100			
206	100			
207	100			
208	100			
209	100			
210	100			
211	100			
212	100			
213	100			
214	100			
215	100			
216	100			
217	100			
218	100			
219	100			
220	100			
221	100			
222	100			
223	100			
224	100			
225	100			
226	100			
227	100			
228	100			
229	100			
230	100			
231	100			
232	100			
233	100			
234	100			
235	100			
236	100			
237	100			
238	100			
239	100			
240	100			
241	100			
242	100			
243	100			
244	100			
245	100			
246	100			
247	100			
248	100			
249	100			
250	100			
251	100			
252	100			
253	100			
254	100			
255	100			
256	100			
257	100			
258	100			
259	100			
260	100			
261	100			
262	100			
263	100			
264	100			
265	100			
266	100			
267	100			
268	100			
269	100			
270	100			
271	100			
272	100			
273	100			
274	100			
275	100			
276	100			
277	100			
278	100			
279	100			
280	100			
281	100			
282	100			
283	100			
284	100			
285	100			
286	100			
287	100			
288	100			
289	100			
290	100			
291	100			
292	100			
293	100			
294	100			
295	100			
296	100			
297	100			
298	100			
299	100			
300	100			

A	B	C	D	E
Zeile	Anschaffungspreis	Nett. AC100 bezogen auf den AJ	Indikator	Tragungspreis
180				
171	179		1.470	
172	179		1.480	
173	180		1.480	
174	181		1.478	
175	182		1.480	
180	183		1.518	
181	184		1.521	
182	185		1.524	
183	186		1.548	
184	187		1.571	
185	188		1.584	
186	189		1.596	
187	190		1.618	
188	191		1.631	
189	192		1.648	
190	193		1.674	
191	194		1.695	
192	195		1.705	
193	196		1.720	
194	197		1.740	
195	198		1.760	
196	199		1.784	
197	200		1.800	
198	201		1.821	
199	202		1.848	
200	203		1.874	
201	204		1.895	
202	205		1.905	
203	206		1.920	
204	207		1.940	
205	208		1.960	
206	209		1.984	
207	210		2.000	
208	211		2.021	
209	212		2.048	
210	213		2.074	
211	214		2.095	
212	215		2.105	
213	216		2.120	
214	217		2.140	
215	218		2.160	
216	219		2.184	
217	220		2.200	
218	221		2.221	
219	222		2.248	
220	223		2.274	
221	224		2.295	
222	225		2.305	
223	226		2.320	
224	227		2.340	
225	228		2.360	
226	229		2.384	
227	230		2.400	
228	231		2.421	
229	232		2.448	
230	233		2.474	
231	234		2.495	
232	235		2.505	
233	236		2.520	
234	237		2.540	
235	238		2.560	
236	239		2.584	
237	240		2.600	
238	241		2.621	
239	242		2.648	
240	243		2.674	
241	244		2.695	
242	245		2.705	
243	246		2.720	
244	247		2.740	
245	248		2.760	
246	249		2.784	
247	250		2.800	
248	251		2.821	
249	252		2.848	
250	253		2.874	
251	254		2.895	
252	255		2.905	
253	256		2.920	
254	257		2.940	
255	258		2.960	
256	259		2.984	
257	260		3.000	
258	261		3.021	
259	262		3.048	
260	263		3.074	
261	264		3.095	
262	265		3.105	
263	266		3.120	
264	267		3.140	
265	268		3.160	
266	269		3.184	
267	270		3.200	
268	271		3.221	
269	272		3.248	
270	273		3.274	
271	274		3.295	
272	275		3.305	
273	276		3.320	
274	277		3.340	
275	278		3.360	
276	279		3.384	
277	280		3.400	
278	281		3.421	
279	282		3.448	
280	283		3.474	
281	284		3.495	
282	285		3.505	
283	286		3.520	
284	287		3.540	
285	288		3.560	
286	289		3.584	
287	290		3.600	
288	291		3.621	
289	292		3.648	
290	293		3.674	
291	294		3.695	
292	295		3.705	
293	296		3.720	
294	297		3.740	
295	298		3.760	
296	299		3.784	
297	300		3.800	
298	301		3.821	
299	302		3.848	
300	303		3.874	

A	B	C	D	E
Datum	Anrechnungsjahr	Stat. ANWR, bezogen auf das AJ [€]	Indikator	Transportwerte
100				
1000	100		1,0000	
1001	100		1,0000	
1002	100		1,0000	
1003	100		1,0000	
1004	100		1,0000	
1005	100		1,0000	
1006	100		1,0000	
1007	100		1,0000	
1008	100		1,0000	
1009	100		1,0000	
1010	100		1,0000	
1011	100		1,0000	
1012	100		1,0000	
1013	100		1,0000	
1014	100		1,0000	
1015	100		1,0000	
1016	100		1,0000	
1017	100		1,0000	
1018	100		1,0000	
1019	100		1,0000	
1020	100		1,0000	
1021	100		1,0000	
1022	100		1,0000	
1023	100		1,0000	
1024	100		1,0000	
1025	100		1,0000	
1026	100		1,0000	
1027	100		1,0000	
1028	100		1,0000	
1029	100		1,0000	
1030	100		1,0000	
1031	100		1,0000	
1032	100		1,0000	
1033	100		1,0000	
1034	100		1,0000	
1035	100		1,0000	
1036	100		1,0000	
1037	100		1,0000	
1038	100		1,0000	
1039	100		1,0000	
1040	100		1,0000	
1041	100		1,0000	
1042	100		1,0000	
1043	100		1,0000	
1044	100		1,0000	
1045	100		1,0000	
1046	100		1,0000	
1047	100		1,0000	
1048	100		1,0000	
1049	100		1,0000	
1050	100		1,0000	
1051	100		1,0000	
1052	100		1,0000	
1053	100		1,0000	
1054	100		1,0000	
1055	100		1,0000	
1056	100		1,0000	
1057	100		1,0000	
1058	100		1,0000	
1059	100		1,0000	
1060	100		1,0000	
1061	100		1,0000	
1062	100		1,0000	
1063	100		1,0000	
1064	100		1,0000	
1065	100		1,0000	
1066	100		1,0000	
1067	100		1,0000	
1068	100		1,0000	
1069	100		1,0000	
1070	100		1,0000	
1071	100		1,0000	
1072	100		1,0000	
1073	100		1,0000	
1074	100		1,0000	
1075	100		1,0000	
1076	100		1,0000	
1077	100		1,0000	
1078	100		1,0000	
1079	100		1,0000	
1080	100		1,0000	
1081	100		1,0000	
1082	100		1,0000	
1083	100		1,0000	
1084	100		1,0000	
1085	100		1,0000	
1086	100		1,0000	
1087	100		1,0000	
1088	100		1,0000	
1089	100		1,0000	
1090	100		1,0000	
1091	100		1,0000	
1092	100		1,0000	
1093	100		1,0000	
1094	100		1,0000	
1095	100		1,0000	
1096	100		1,0000	
1097	100		1,0000	
1098	100		1,0000	
1099	100		1,0000	
1100	100		1,0000	
1101	100		1,0000	
1102	100		1,0000	
1103	100		1,0000	
1104	100		1,0000	
1105	100		1,0000	
1106	100		1,0000	
1107	100		1,0000	
1108	100		1,0000	
1109	100		1,0000	
1110	100		1,0000	
1111	100		1,0000	
1112	100		1,0000	
1113	100		1,0000	
1114	100		1,0000	
1115	100		1,0000	
1116	100		1,0000	
1117	100		1,0000	
1118	100		1,0000	
1119	100		1,0000	
1120	100		1,0000	
1121	100		1,0000	
1122	100		1,0000	
1123	100		1,0000	
1124	100		1,0000	
1125	100		1,0000	
1126	100		1,0000	
1127	100		1,0000	
1128	100		1,0000	
1129	100		1,0000	
1130	100		1,0000	
1131	100		1,0000	
1132	100		1,0000	
1133	100		1,0000	
1134	100		1,0000	
1135	100		1,0000	
1136	100		1,0000	
1137	100		1,0000	
1138	100		1,0000	
1139	100		1,0000	
1140	100		1,0000	
1141	100		1,0000	
1142	100		1,0000	
1143	100		1,0000	
1144	100		1,0000	
1145	100		1,0000	
1146	100		1,0000	
1147	100		1,0000	
1148	100		1,0000	
1149	100		1,0000	
1150	100		1,0000	

A	B	C	D	E
Zeile	Anschaffungszeit	Kil. KM/HC (bezogen auf das AJ)	Indikator	Tagessumme
100				
101	1000		1.000	
102	1001		1.001	
103	1002		1.002	
104	1003		1.003	
105	1004		1.004	
106	1005		1.005	
107	1006		1.006	
108	1007		1.007	
109	1008		1.008	
110	1009		1.009	
111	1010		1.010	
112	1011		1.011	
113	1012		1.012	
114	1013		1.013	
115	1014		1.014	
116	1015		1.015	
117	1016		1.016	
118	1017		1.017	
119	1018		1.018	
120	1019		1.019	
121	1020		1.020	
122	1021		1.021	
123	1022		1.022	
124	1023		1.023	
125	1024		1.024	
126	1025		1.025	
127	1026		1.026	
128	1027		1.027	
129	1028		1.028	
130	1029		1.029	
131	1030		1.030	
132	1031		1.031	
133	1032		1.032	
134	1033		1.033	
135	1034		1.034	
136	1035		1.035	
137	1036		1.036	
138	1037		1.037	
139	1038		1.038	
140	1039		1.039	
141	1040		1.040	
142	1041		1.041	
143	1042		1.042	
144	1043		1.043	
145	1044		1.044	
146	1045		1.045	
147	1046		1.046	
148	1047		1.047	
149	1048		1.048	
150	1049		1.049	
151	1050		1.050	
152	1051		1.051	
153	1052		1.052	
154	1053		1.053	
155	1054		1.054	
156	1055		1.055	
157	1056		1.056	
158	1057		1.057	
159	1058		1.058	
160	1059		1.059	
161	1060		1.060	
162	1061		1.061	
163	1062		1.062	
164	1063		1.063	
165	1064		1.064	
166	1065		1.065	
167	1066		1.066	
168	1067		1.067	
169	1068		1.068	
170	1069		1.069	
171	1070		1.070	
172	1071		1.071	
173	1072		1.072	
174	1073		1.073	
175	1074		1.074	
176	1075		1.075	
177	1076		1.076	
178	1077		1.077	
179	1078		1.078	
180	1079		1.079	
181	1080		1.080	
182	1081		1.081	
183	1082		1.082	
184	1083		1.083	
185	1084		1.084	
186	1085		1.085	
187	1086		1.086	
188	1087		1.087	
189	1088		1.088	
190	1089		1.089	
191	1090		1.090	
192	1091		1.091	
193	1092		1.092	
194	1093		1.093	
195	1094		1.094	
196	1095		1.095	
197	1096		1.096	
198	1097		1.097	
199	1098		1.098	
200	1099		1.099	
201	1100		1.100	
202	1101		1.101	
203	1102		1.102	
204	1103		1.103	
205	1104		1.104	
206	1105		1.105	
207	1106		1.106	
208	1107		1.107	
209	1108		1.108	
210	1109		1.109	
211	1110		1.110	
212	1111		1.111	
213	1112		1.112	
214	1113		1.113	
215	1114		1.114	
216	1115		1.115	
217	1116		1.116	
218	1117		1.117	
219	1118		1.118	
220	1119		1.119	
221	1120		1.120	
222	1121		1.121	
223	1122		1.122	
224	1123		1.123	
225	1124		1.124	
226	1125		1.125	
227	1126		1.126	
228	1127		1.127	
229	1128		1.128	
230	1129		1.129	
231	1130		1.130	
232	1131		1.131	
233	1132		1.132	
234	1133		1.133	
235	1134		1.134	
236	1135		1.135	
237	1136		1.136	
238	1137		1.137	
239	1138		1.138	
240	1139		1.139	
241	1140		1.140	
242	1141		1.141	
243	1142		1.142	
244	1143		1.143	
245	1144		1.144	
246	1145		1.145	
247	1146		1.146	
248	1147		1.147	
249	1148		1.148	
250	1149		1.149	
251	1150		1.150	
252	1151		1.151	
253	1152		1.152	
254	1153		1.153	
255	1154		1.154	
256	1155		1.155	
257	1156		1.156	
258	1157		1.157	
259	1158		1.158	
260	1159		1.159	
261	1160		1.160	
262	1161		1.161	
263	1162		1.162	
264	1163		1.163	
265	1164		1.164	
266	1165		1.165	
267	1166		1.166	
268	1167		1.167	
269	1168		1.168	
270	1169		1.169	
271	1170		1.170	
272	1171		1.171	
273	1172		1.172	
274	1173		1.173	
275	1174		1.174	
276	1175		1.175	
277	1176		1.176	
278	1177		1.177	
279	1178		1.178	
280	1179		1.179	
281	1180		1.180	
282	1181		1.181	
283	1182		1.182	
284	1183		1.183	
285	1184		1.184	
286	1185		1.185	
287	1186		1.186	
288	1187		1.187	
289	1188		1.188	
290	1189		1.189	
291	1190		1.190	
292	1191		1.191	
293	1192		1.192	
294	1193		1.193	
295	1194		1.194	
296	1195		1.195	
297	1196		1.196	
298	1197		1.197	
299	1198		1.198	
300	1199		1.199	

A	B	C	D	E
Ziele	Anzahl Öffnungs- stellen	Hier: ANNE Mengen auf das A1 M	Indikator	Tagesanwerte
1210	1110	1000	0,0000	
1211	1111	1000	0,0000	
1212	1112	1000	0,0000	
1213	1113	1000	0,0000	
1214	1114	1000	0,0000	
1215	1115	1000	0,0000	
1216	1116	1000	0,0000	
1217	1117	1000	0,0000	
1218	1118	1000	0,0000	
1219	1119	1000	0,0000	
1220	1120	1000	0,0000	
1221	1121	1000	0,0000	
1222	1122	1000	0,0000	
1223	1123	1000	0,0000	
1224	1124	1000	0,0000	
1225	1125	1000	0,0000	
1226	1126	1000	0,0000	
1227	1127	1000	0,0000	
1228	1128	1000	0,0000	
1229	1129	1000	0,0000	
1230	1130	1000	0,0000	
1231	1131	1000	0,0000	
1232	1132	1000	0,0000	
1233	1133	1000	0,0000	
1234	1134	1000	0,0000	
1235	1135	1000	0,0000	
1236	1136	1000	0,0000	
1237	1137	1000	0,0000	
1238	1138	1000	0,0000	
1239	1139	1000	0,0000	
1240	1140	1000	0,0000	
1241	1141	1000	0,0000	
1242	1142	1000	0,0000	
1243	1143	1000	0,0000	
1244	1144	1000	0,0000	
1245	1145	1000	0,0000	
1246	1146	1000	0,0000	
1247	1147	1000	0,0000	
1248	1148	1000	0,0000	
1249	1149	1000	0,0000	
1250	1150	1000	0,0000	
1251	1151	1000	0,0000	
1252	1152	1000	0,0000	
1253	1153	1000	0,0000	
1254	1154	1000	0,0000	
1255	1155	1000	0,0000	
1256	1156	1000	0,0000	
1257	1157	1000	0,0000	
1258	1158	1000	0,0000	
1259	1159	1000	0,0000	
1260	1160	1000	0,0000	
1261	1161	1000	0,0000	
1262	1162	1000	0,0000	
1263	1163	1000	0,0000	
1264	1164	1000	0,0000	
1265	1165	1000	0,0000	
1266	1166	1000	0,0000	
1267	1167	1000	0,0000	
1268	1168	1000	0,0000	
1269	1169	1000	0,0000	
1270	1170	1000	0,0000	
1271	1171	1000	0,0000	
1272	1172	1000	0,0000	
1273	1173	1000	0,0000	
1274	1174	1000	0,0000	
1275	1175	1000	0,0000	
1276	1176	1000	0,0000	
1277	1177	1000	0,0000	
1278	1178	1000	0,0000	
1279	1179	1000	0,0000	
1280	1180	1000	0,0000	
1281	1181	1000	0,0000	
1282	1182	1000	0,0000	
1283	1183	1000	0,0000	
1284	1184	1000	0,0000	
1285	1185	1000	0,0000	
1286	1186	1000	0,0000	
1287	1187	1000	0,0000	
1288	1188	1000	0,0000	
1289	1189	1000	0,0000	
1290	1190	1000	0,0000	
1291	1191	1000	0,0000	
1292	1192	1000	0,0000	
1293	1193	1000	0,0000	
1294	1194	1000	0,0000	

	A	B	C	D	E
	Ziele	Anschaffungskp	Rel. AKZHS Beträge auf das AJ	Indikator	Tagessumme
1320	0396	2000		1,0798	
1321	0397	2000		1,0803	
1322	0398	2000		1,0797	
1323	0399	2000		1,0798	
1324	0400	2000		1,0800	
1325	0401	2000		1,0807	
1326	0402	2000		1,0799	
1327	0403	2000		1,0804	
1328	0404	2000		1,0805	
1329	0405	2000		1,0806	
1330	0406	2000		1,0807	
1331	0407	2000		1,0808	
1332	0408	2000		1,0809	
1333	0409	2000		1,0810	
1334	0410	2000		1,0811	
1335	0411	2000		1,0812	
1336	0412	2000		1,0813	
1337	0413	2000		1,0814	
1338	0414	2000		1,0815	
1339	0415	2000		1,0816	
1340	0416	2000		1,0817	
1341	0417	2000		1,0818	
1342	0418	2000		1,0819	
1343	0419	2000		1,0820	
1344	0420	2000		1,0821	
1345	0421	2000		1,0822	
1346	0422	2000		1,0823	
1347	0423	2000		1,0824	
1348	0424	2000		1,0825	
1349	0425	2000		1,0826	
1350	0426	2000		1,0827	
1351	0427	2000		1,0828	
1352	0428	2000		1,0829	
1353	0429	2000		1,0830	
1354	0430	2000		1,0831	
1355	0431	2000		1,0832	
1356	0432	2000		1,0833	
1357	0433	2000		1,0834	
1358	0434	2000		1,0835	
1359	0435	2000		1,0836	
1360	0436	2000		1,0837	
1361	0437	2000		1,0838	
1362	0438	2000		1,0839	
1363	0439	2000		1,0840	
1364	0440	2000		1,0841	
1365	0441	2000		1,0842	
1366	0442	2000		1,0843	
1367	0443	2000		1,0844	
1368	0444	2000		1,0845	
1369	0445	2000		1,0846	
1370	0446	2000		1,0847	
1371	0447	2000		1,0848	
1372	0448	2000		1,0849	
1373	0449	2000		1,0850	
1374	0450	2000		1,0851	
1375	0451	2000		1,0852	
1376	0452	2000		1,0853	
1377	0453	2000		1,0854	
1378	0454	2000		1,0855	
1379	0455	2000		1,0856	
1380	0456	2000		1,0857	
1381	0457	2000		1,0858	
1382	0458	2000		1,0859	
1383	0459	2000		1,0860	
1384	0460	2000		1,0861	
1385	0461	2000		1,0862	
1386	0462	2000		1,0863	
1387	0463	2000		1,0864	
1388	0464	2000		1,0865	
1389	0465	2000		1,0866	
1390	0466	2000		1,0867	
1391	0467	2000		1,0868	
1392	0468	2000		1,0869	
1393	0469	2000		1,0870	
1394	0470	2000		1,0871	
1395	0471	2000		1,0872	
1396	0472	2000		1,0873	
1397	0473	2000		1,0874	
1398	0474	2000		1,0875	
1399	0475	2000		1,0876	
1400	0476	2000		1,0877	
1401	0477	2000		1,0878	
1402	0478	2000		1,0879	
1403	0479	2000		1,0880	
1404	0480	2000		1,0881	
1405	0481	2000		1,0882	
1406	0482	2000		1,0883	
1407	0483	2000		1,0884	
1408	0484	2000		1,0885	
1409	0485	2000		1,0886	
1410	0486	2000		1,0887	
1411	0487	2000		1,0888	
1412	0488	2000		1,0889	
1413	0489	2000		1,0890	
1414	0490	2000		1,0891	
1415	0491	2000		1,0892	
1416	0492	2000		1,0893	
1417	0493	2000		1,0894	
1418	0494	2000		1,0895	
1419	0495	2000		1,0896	
1420	0496	2000		1,0897	
1421	0497	2000		1,0898	
1422	0498	2000		1,0899	
1423	0499	2000		1,0900	
1424	0500	2000		1,0901	
1425	0501	2000		1,0902	
1426	0502	2000		1,0903	
1427	0503	2000		1,0904	
1428	0504	2000		1,0905	
1429	0505	2000		1,0906	
1430	0506	2000		1,0907	
1431	0507	2000		1,0908	
1432	0508	2000		1,0909	
1433	0509	2000		1,0910	
1434	0510	2000		1,0911	
1435	0511	2000		1,0912	
1436	0512	2000		1,0913	
1437	0513	2000		1,0914	
1438	0514	2000		1,0915	
1439	0515	2000		1,0916	
1440	0516	2000		1,0917	
1441	0517	2000		1,0918	
1442	0518	2000		1,0919	
1443	0519	2000		1,0920	
1444	0520	2000		1,0921	
1445	0521	2000		1,0922	
1446	0522	2000		1,0923	
1447	0523	2000		1,0924	
1448	0524	2000		1,0925	
1449	0525	2000		1,0926	
1450	0526	2000		1,0927	
1451	0527	2000		1,0928	
1452	0528	2000		1,0929	
1453	0529	2000		1,0930	
1454	0530	2000		1,0931	
1455	0531	2000		1,0932	
1456	0532	2000		1,0933	
1457	0533	2000		1,0934	
1458	0534	2000		1,0935	
1459	0535	2000		1,0936	
1460	0536	2000		1,0937	
1461	0537	2000		1,0938	
1462	0538	2000		1,0939	
1463	0539	2000		1,0940	
1464	0540	2000		1,0941	
1465	0541	2000		1,0942	
1466	0542	2000		1,0943	
1467	0543	2000		1,0944	
1468	0544	2000		1,0945	
1469	0545	2000		1,0946	
1470	0546	2000		1,0947	
1471	0547	2000		1,0948	
1472	0548	2000		1,0949	
1473	0549	2000		1,0950	
1474	0550	2000		1,0951	
1475	0551	2000		1,0952	
1476	0552	2000		1,0953	
1477	0553	2000		1,0954	
1478	0554	2000		1,0955	
1479	0555	2000		1,0956	
1480	0556	2000		1,0957	
1481	0557	2000		1,0958	
1482	0558	2000		1,0959	
1483	0559	2000		1,0960	
1484	0560	2000		1,0961	
1485	0561	2000		1,0962	
1486	0562	2000		1,0963	
1487	0563	2000		1,0964	
1488	0564	2000		1,0965	
1489	0565	2000		1,0966	
1490	0566	2000		1,0967	
1491	0567	2000		1,0968	
1492	0568	2000		1,0969	
1493	0569	2000		1,0970	
1494	0570	2000		1,0971	
1495	0571	2000		1,0972	
1496	0572	2000		1,0973	
1497	0573	2000		1,0974	
1498	0574	2000		1,0975	
1499	0575	2000		1,0976	
1500	0576	2000		1,0977	

	A	B	C	D
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
12				
13				

Verfahren	Effizienzwert
DEA, Normal	
DEA, Standardisiert	
Bestwert gemäß § 12 Abs. 4 und Abs. 4a S. 3 ARegV	
Anzuwendender Effizienzwert	

Ermittlung der periodenübergreifenden Saldierung für das Jahr 2009 gemäß § 10 GasNEV		
Parameter / Verformelung	Erläuterung	
A	Umsatzerlöse aus Netzentgelten des Kalenderjahres 2009 (1.1.2009 bis 31.12.2009)	
	Quelle	
B	Hervon berücksichtigt im Rahmen der Mehrerlösausschöpfung (1.1.2009 bis 30.06.2009)	
	Quelle	
C = A - B	= In der Kalkulationsperiode (1.10.2009 bis 31.12.2009) aus Netzentgelten erzielte Erlöse gem. § 10 Satz 1 Nr.1 GasNEV	
D	Anerkennungsfähige Netzkosten gemäß der erstmaligen Genehmigung der Entgelte für den Gasnetzzugang nach § 23a Abs. 1 EnWG	
	Quelle	
E	x Genehmigungszeitraum (in Tagen)	92
F	/ Kalenderjahr 2009 (in Tagen)	365
G = D x E / F	= Für diese Kalkulationsperiode (1.10.2009 bis 31.12.2009) zu Grunde gelegte Netzkosten gem. § 10 Satz 1 Nr.2 GasNEV	
H = C - G	Differenzbetrag geg. § 10 Satz 1 GasNEV	
I = 1/2 x E x H / F	Durchschnittlich gebundener Differenzbetrag	
J	x Zinssatz	4,09%
K = I x J	= Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Differenzbetrags	
L = H + K	Saldo zum 31.12.2009	
	Annuität 2010	
	Annuität 2011	
	Annuität 2012	