



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 9

Aktenzeichen: BK9-09/802

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

Dr. Jörg Mallossek

und die Beisitzerin

Dr. Ulrike Schimmel,

gegenüber der WINGAS Transport GmbH, Baumbachstraße 1, 341119 Kassel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 28.04.2011 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 vier 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 vier 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 Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2012 nach § 17 Abs. 2 ARegV vorgenommen hat.

Im Falle einer Anpassung der Netzentgelte auf Grund von geänderten Erlösobergrenzen 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 Erlösobergrenze 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 22.09.2008 (Az. BK4-07/100) 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 30.09.2009 (Az. BK9-08/107) 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 Aufwandsparemeter 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 Vergleichsparemeter 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 Kostentribern 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 Einspeiselaast zu einem anderen Zeitpunkt als die maximale Ausspeiselaast 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 letzte 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 veröffentlichenden 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“ enthält.

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

enthält Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

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.

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

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 Aufwandsparemeter mit standardisierten Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs.1 Nr.1 bis 3 i.V.m. Abs.2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter 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 Vergleichsparemeter 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 Aufwandparameter 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 Personalratstätigkeit	S. 1 Nr. 10
1.2.1.2.	der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen	S. 1 Nr. 11
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	
1.2.2.3	davon betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind	S. 1 Nr. 9
1.2.2.4	davon Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	S. 1 Nr. 11
1.4.	Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)	S. 1 Nr. 3
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.5a	davon auf eine wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 ARegV entfallende Kosten	S. 3
1.5.7.	davon Konzessionsabgaben	S. 1 Nr. 2
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge	
5.1.	Erhöhte Konzessionsabgaben	S. 1 Nr. 2
5.4.	Erlöse aus Auflösung von Netzanschlussbeiträgen	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, Zeile 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	=	$1 + \text{Zinssatz}$
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 dieser 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](http://www.bundesnetzagentur.de/Beschlusskammern/Beschlusskammer%209/Festlegung%20nach%20§%2029%20EnWG/Beschluss%20hinsichtlich%20der%20Festlegung%20von%20Preisindizes%20zur%20Gewährleistung%20einer%20sachgerechten%20Ermittlung%20von%20Tagesneuwerten%20nach%20§%206%20Abs.%203%20GasNEV)

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 Bundesamt⁸

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.

⁸ <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 unterschlage 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 Strukturdatenmittellungen berechneten individuellen Effizienzen des adjustierten Modells werden in der folgenden Tabelle ausgewiesen.

Netzbetreiber	SupBT-Totale	Out-Totale	Eff-Br	Out-Totale	SupBT-Totale	Out-Totale	Eff-Br	Out-Totale	SupBT-Totale	Out-Totale	Eff-Br	Out-Totale
EVN	1,20	0	1,00	1,30	0	1,00	1,0000					
EVN	0,54	0	0,85	0,43	0	0,91	0,9137					
EVN	1,38	1	1,00	1,47	0	1,00	1,0000					
EVN	1,07	0	1,00	1,02	0	1,00	1,0000					
EVN	0,83	0	1,00	0,87	0	0,87	1,0000					
EVN	0,96	1	1,00	0,77	1	1,00	1,0000					
EVN	0,49	0	1,00	0,73	0	0,83	1,0000					
EVN	1,01	0	1,00	1,16	0	1,00	1,0000					
EVN	1,09	0	1,00	1,06	0	1,00	1,0000					
EVN	1,31	0	1,00	1,02	0	1,00	1,0000					
Cut-Off Level	1,53			1,80								

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 Aufwandsparameter wurde ein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nichtstandardisierter Aufwandsparameter 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, $KA_{b,0}$) 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_i) 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 Erlösobergrenze.

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 anerkennungsfähigen 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 anererkennungsfähigen 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 Drittel bei der Erlösobergrenze 2010 berücksichtigt. Ein weiteres Drittel ist in die Erlösobergrenze 2011 und das verbleibende Drittel in die Erlösobergrenze 2012 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.

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.

enthält Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

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 Leitungswettbewerbssentscheidung 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 Erlösbergrenze 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 Benutzeroberfläche. 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 beigefügten 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 28.04.2011

Vorsitzender


Helmut Fuß

Beisitzer


Dr. Jörg Mallossek

Beisitzerin


Dr. Ulrike Schimmel