



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-08/1016-11

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 , § 4 Abs. 1 und 2 ARegV sowie § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV

wegen Festlegung zur Bestimmung der Erlösobergrenzen u.a.

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Helmut Fuß,
den Beisitzer Rainer Bender
und den Beisitzer Daniel Matz,

gegenüber der SWM Infrastruktur GmbH, Emmy-Noether-Straße 2, 80287 München,
vertreten durch den Geschäftsführer

- Netzbetreiber -

am 03.02.2009 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum der ersten Regulierungsperiode gemäß Anlage 1 dieses Beschlusses festgelegt. Die Beschlusskammer behält sich vor, den Netzbetreiber zu verpflichten, seine jährliche Erlösobergrenze beginnend ab dem 01.01.2010 im Verlauf der Regulierungsperiode um die Mehrerlöse einschließlich einer angemessenen Verzinsung zu reduzieren, die er dadurch erzielt hat, dass er in der Zeit vom 29. Oktober 2005 bis zur erstmaligen Genehmigung der Netzentgelte nach der StromNEV seine ursprünglichen Entgelte beibehalten hat.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres - erstmalig zum 1. Januar 2010 - die Erlösobergrenze für das jeweilige

Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisindex nach § 8 ARegV oder dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 10 und 13, Satz 2 und 3 ARegV oder Mehr- oder Mindererlöse nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 11 StromNEV ändern.

3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, innerhalb von 8 Wochen nach Zugang dieses Bescheids unter Verwendung der vorgeschriebenen EXCEL-Datei eine Verprobungsrechnung der Entgelte und die schriftliche Dokumentation der Entgeltermittlung vorzulegen. Diese Datei ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden unter dem Menüpunkt: Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Erhebung von Unternehmensdaten → Datenübermittlung Mitteilungspflichten nach § 28 ARegV.
4. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, zur Gewährleistung sachgerechter Entgelte bei den Messentgelten den auf Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen (Messstellenbetrieb) entfallenden Anteil der Entgelte gesondert auszuweisen.
5. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jährlich zum 01. Januar – erstmals zum 01. Januar 2010 – die Anpassung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 ARegV sowie eine Änderung aufgrund der Änderung von Mehr- oder Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 11 StromNEV mitzuteilen. Hierzu hat der Netzbetreiber ausschließlich die aktuelle Version der von der Bundesnetzagentur zum Download bereitgestellten EXCEL-Datei zu nutzen und diese vollständig und richtig ausgefüllt zu übermitteln. Beim Ausfüllen der EXCEL-Datei darf keine Veränderung an deren Struktur vorgenommen werden. Diese Datei ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden unter dem Menüpunkt: Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Erhebung von Unternehmensdaten → Datenübermittlung Mitteilungspflichten nach § 28 ARegV.
6. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, der Beschlusskammer jährlich zum 01. Januar erstmals zum 01. Januar 2010 – eine etwaige Anpassung der Netzentgelte schriftlich mitzuteilen. Im Falle einer Anpassung der Netzentgelte auf Grund von geänderten Erlösobergrenzen nach § 17 Abs. 2 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, zeitgleich die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten, insbesondere die Verprobungsrechnung der Entgelte sowie die Dokumentation der Entgeltermittlung, in schriftlicher und elektronischer Form vorzulegen.

7. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 30. Juni des darauf folgenden Kalenderjahres – erstmals zum 30. Juni 2010 – 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 sowie den Kosten für Zahlungen hinsichtlich vermiedener Netzentgelte und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen. Hierzu hat er ausschließlich die aktuelle Version der von der Bundesnetzagentur zum Download bereit gestellte EXCEL-Datei zu verwenden; diese ist vollständig und richtig ausgefüllt zu übermitteln. Beim Ausfüllen der EXCEL-Datei darf keine Veränderung an der Struktur vorgenommen werden. Diese Datei ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden unter dem Menüpunkt: Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Erhebung von Unternehmensdaten → Datenübermittlung Mitteilungspflichten nach § 28 ARegV.
8. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, unverzüglich den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und –aufspaltungen nach § 26 ARegV schriftlich mitzuteilen.
9. Die elektronische Übermittlung für die mitzuteilenden Informationen wird hiermit verpflichtend angeordnet. Dies betrifft Tenor zu 3., 5., 6., 7 und 10.. Für die elektronische Übermittlung hat der Netzbetreiber das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur, welches über die Internet-Seite <http://www.bundesnetzagentur.de> erreichbar ist, zu nutzen. Sämtliche Dokumente müssen vor der Übertragung im Energiedaten-Portal mit dem im Internet bereitgestellten Verschlüsselungsprogramm (zu finden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter der Adresse <http://www.bundesnetzagentur.de>; Menüpunkte: Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Erhebung von Unternehmensdaten → „Download Verschlüsselungsprogramm“) verschlüsselt werden.
10. Der Netzbetreiber hat die Differenz nach § 25 Abs. 2 S. 1 ARegV jährlich 8 Wochen nach Vorliegen seines geprüften Jahresabschlusses für das vorangegangene Kalenderjahr schriftlich und elektronisch mitzuteilen. Zum gleichen Zeitpunkt hat er eine für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbare Darstellung seiner in der Regulierungsperiode zur Ausschöpfung des beantragten pauschalierten Investitionszuschlags tatsächlich erfolgten Investitionen und ihrer

Kostenwirksamkeit schriftlich und elektronisch zu übermitteln. Zur Darstellung der Differenz nach § 25 Abs. 2 S. 1 ARegV hat er ausschließlich die aktuelle Version der von der Bundesnetzagentur zum Download bereitgestellten EXCEL-Datei zu verwenden; diese ist vollständig und richtig ausgefüllt zu übermitteln. Beim Ausfüllen der EXCEL-Datei darf keine Veränderung an der Struktur vorgenommen werden. Diese Datei ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden unter dem Menüpunkt: Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Erhebung von Unternehmensdaten → Datenübermittlung Mitteilungspflichten nach § 28 ARegV.

11. Der Antrag auf Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors wird abgelehnt.

Gründe

I.

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 der Anreizregulierungsverordnung vom 29.10.2007 - ARegV - (BGBl. I S.2529) i.V.m. § 21a Abs. 2 S.1 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 07.07.2005 - EnWG - (BGBl. I S. 1970) eingeleitet. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

Für die Ermittlung des Anteils der 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 eine elektronisch bereitgestellte EXCEL-Datei („Überleitungsrechnung“) mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen zu übermitteln.

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

Die erforderlichen Strukturdaten der Stromverteilernetzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung der Beschlusskammer vom 20.11.2007 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 23/2007, S. 4645 ff.) bis zum 10.01.2008 von den Netzbetreibern erhoben.

Am 16.06.2008 wurde den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern gem. § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV die vorgesehene Ausgestaltung der Methoden sowie die Vorstellung der Parameter für die Effizienzvergleiche der Verteilernetzbetreiber Strom bzw. Gas nach §§ 12 Abs. 1 und 13 Abs. 3, 4 ARegV dargestellt und diese hierzu gehört. Den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern wurde im Nachgang dieser Sitzung die Möglichkeit einer schriftlichen Stellungnahme bis zum 25.06.2008 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind daraufhin insgesamt 21 Stellungnahmen eingegangen. Die Stellungnahmen thematisierten im Wesentlichen die Forderung, die Modellauswahl ausführlicher zu erläutern und die durchgeführte Studie so zeitnah wie möglich zu veröffentlichen. Auch sollten die unternehmensindividuellen Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten und die Datenplausibilisierung den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Es wurde des Weiteren thematisiert, dass nur eine einmalige Bereinigung von Ausreißern durchgeführt wird. Nach Ansicht einiger Netzbetreiber müsste eine mehrfache Ausreißereliminierung erfolgen. Von einer mehrfachen Ausreißeranalyse sieht die Beschlusskammer hingegen ab, da diese in den Vorgaben zur Ausreißeranalyse in Anlage der 3 der ARegV nicht vorgesehen ist.

Die betroffenen Wirtschaftsvertreter trugen weiter vor, dass die Ermittlung der Effizienz eines Netzbetreibers erst mit der Berücksichtigung von Besonderheiten des Netzbetreibers abgeschlossen ist. Eine Veröffentlichung der Effizienzwerte nach § 31 ARegV sollte erst mit den nach § 15 ARegV bereinigten Effizienzen erfolgen.

Zur allgemeinen Methodik des Effizienzvergleichs hat die Beschlusskammer im Rahmen des Verwaltungsverfahrens am 22.09.2008 sowie am 25.09.2008 jeweils eine Informationsveranstaltung durchgeführt, zu der sämtliche Netzbetreiber die in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen und nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen, eingeladen wurden.

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber darüber hinaus unter anderem mit Schreiben vom 24.10.2008 Gelegenheit gem. § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigen Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat insbesondere mit Schreiben vom 14.11.2008 Stellung genommen. Hierbei hat er Besonderheiten der Versorgungsaufgabe geltend gemacht. Insoweit wird auf Ziff. 3.3.2. verwiesen.

Dem Bundeskartellamt und der Landesregulierungsbehörde, in deren Bundesland der Sitz des Netzbetreibers belegen ist, wurde gemäß § 58 Abs. 1 S.2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der 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 und § 21a Abs. 2 S.1 EnWG.

1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist für die Genehmigung nach § 23a EnWG gemäß § 54 Abs. 1, 2 zuständig, da die Antragstellerin Betreiberin eines Elektrizitätsverteilernetzes i.S.d. § 3 Nr. 3 EnWG ist, an das 100.000 oder mehr Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Sie entscheidet gemäß § 59 EnWG durch die Beschlusskammer.

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

3. Effizienzwertermittlung/Ermittlung der Erlösobergrenze

Zum 01.01.2009 (vgl. §§ 1 und 3 Abs. 1 S. 1 ARegV) werden die Erlösobergrenzen für die Dauer der ersten Regulierungsperiode nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22 und 25 ARegV bestimmt (§ 4 Abs. 1 und 2 ARegV). Die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S.1 ARegV). Für jeden Netzbetreiber wird die kalenderjährliche Erlösobergrenze bestimmt.

Dies gilt nach dem Wortlaut des § 4 Abs. 1 ARegV („eines Netzbetreibers“) auch dann, wenn ein Netzbetreiber bislang mehrere Netzgebiete ausgewiesen hat und für diese auch unterschiedliche Netzentgelte genehmigt worden sind. In diesen Fällen wird zunächst eine getrennte Ermittlung nach der Regulierungsformel für jedes sich aus der Entgeltgenehmigung ergebende Netzgebiete des Netzbetreibers durchgeführt. Die Kostensumme aller Netzgebiete bildet die einheitliche Erlösobergrenze des Netzbetreibers.

Die festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung ergeben sich aus Anlage 1.

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

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

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode ist neben der, um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigten allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI) nach §§ 8 und 9 ARegV und dem Erweiterungsfaktor (EF_t) nach § 10 ARegV, die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau nach der zweiten Regulierungsperiode abgeschlossen sein soll (§ 16 Abs. 1 S. 2 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. Effizienzvergleich (§§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 ARegV)

Die Bestimmung des individuellen Effizienzwertes nach § 12 Abs. 1 S.1 ARegV erfolgt für Netzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes. Der Netzbetreiber, auf den sich diese Festlegung bezieht, nimmt nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teil.

Die Bundesnetzagentur hat vor Beginn der Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte für Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S.1 ARegV i.V.m. § 21a Abs. 5 S.1 EnWG). Der Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber wurde durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV genannten Vorgaben sowie nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 bis 4a und der §§ 13 und 14 ARegV durchgeführt. Die aufgrund der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden und die verwendeten Modelle sollen die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abbilden.

Ergeben sich künftig auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt der

Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs. 1 S.3 ARegV).

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Allgemein kann aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs jedoch nicht abgeleitet werden, welche Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß 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 (§§ 12 bis 14 i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV)

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

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppelt duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandsparemeter mit standardisierten Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 und 6 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne standardisierte Kapitalkosten (Kosten nach §§ 12 Abs. 4a S.1 i.V.m. 14 Abs. 1 Nr.1 und 2 ARegV) jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen (Data Envelopment Analysis - DEA und Stochastic Frontier Analysis - SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben dabei jeweils unverändert. Im Rahmen der genannten mathematischen Effizienzanalysen wurde eine Ausreißeranalyse gem. Anlage 3 Nr. 5 zur ARegV durchgeführt.

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

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

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

erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Insbesondere durch die Anhebung des Effizienzwertes auf den Mindesteffizienzwert und die Einräumung eines mehrjährigen Zeitraums zum Abbau der festgestellten Ineffizienzen wird die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe gewährleistet (§ 21a Abs. 5 S.4 EnWG).

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

3.2.1. Methodische Grundlagen

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) und der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis - SFA) zwei wissenschaftlich anerkannte Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleiches verwendet (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr.1 zu § 12 ARegV). In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Ziffer 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von außergewöhnlichen Datensätzen dient, eine äußerst großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass 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.¹

3.2.1.1. Kostentreiberanalyse

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Diese diente unter Berücksichtigung der Vorgaben der ARegV (vgl. Abschnitt 3.2.2.2) der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die Kostentreiberanalyse wurde insbesondere mittels der Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Square - OLS) durchgeführt. Die Signifikanzen und Korrelationen der Variablen wurden in einer automatisierten Sensitivitätsanalyse durch die OLS-Methoden der Forward Regression, der Backward Regression und der sequentiellen Regression getestet, um so ein robustes Regressionsmodell abzuleiten.

- Bei der Forward Regression wird mit einer minimalen Menge von Variablen begonnen. Anschließend werden schrittweise auf Basis des quadrierten semi-partiellen Korrelationswertes weitere Variablen einzeln hinzugefügt.
- Bei der Backward Regression wird mit möglichst vielen Variablen begonnen, um schrittweise einzelne Variablen zu entfernen, die keinen Einfluss auf das Bestimmtheitsmaß R^2 hatten.
- Bei der sequentiellen Regression wird zunächst mit einer minimalen Menge von Variablen begonnen. Anschließend werden schrittweise auf Basis des quadrierten semi-partiellen Korrelationswertes weitere Variablen hinzugefügt. Erwiesen diese sich als nicht signifikant für das Bestimmtheitsmaß R^2 , wurden sie wieder aus dem Modell entfernt.

Dabei wurden neben den Anforderungen des § 13 Abs. 4 ARegV weitere Bedingungen für die Auswahl eines Regressionsmodells gesetzt:

- Eine Verwendung eines Vergleichsparameters kommt nur in Betracht, wenn alle Vergleichsparameter der Gruppe (Netzebene) verwendet werden.
- Es werden Kombinationen vermieden, bei denen sich Vergleichsparameter in ihrem Erklärungsgehalt überlappen (Korrelation oder Multikollinearität).

¹ BR-Drs. 417/07 S.54

- Vergleichsparameter mit Auswirkung auf nur eine Netzebene werden nur in dieser verwendet.

Die in der automatisierten Sensitivitätsanalyse identifizierten Kostentreiber wurden als Variablen in die Effizienzvergleiche mittels SFA und DEA eingeführt. Den so ermittelten Vergleichsparametern (vgl. 3.2.2.2.) wurde zumindest Indizwirkung beigemessen, die abschließend in einer „second stage“ Analyse bestätigt wurde. Insoweit weisen die einzelnen Schritte der Modellbestimmung Wechselbezüge auf.

3.2.1.2. Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA)

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmenden Verteilernetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze ermittelt. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis aus netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches bei geringstem Input zugleich den größten Output erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nicht-fallende Skalenerträge (non decreasing returns of scale - ndrs) zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

3.2.1.3. Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis - SFA)

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

3.2.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Als Aufwandparameter sind gemäß § 13 Abs. 2 ARegV die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen. Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe von § 13 Abs. 3, 4 ARegV. Insgesamt wurden Daten von 199 Stromverteilernetzbetreibern in den Effizienzvergleich einbezogen.

3.2.2.1. Aufwandparameter

Als Aufwandparameter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV wurden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Dabei ist zwischen den Aufwandparametern mit und ohne standardisierte Kapitalkosten zu unterscheiden. Bei der Ermittlung der Kosten 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 2006 oder eines früheren Geschäftsjahres 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 Aufwandparameter mit standardisierten Kapitalkosten wurde neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV 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. §§ 1 ff. StromNEV.

Für die Ermittlung des Anteils der nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten waren –wie bereits ausgeführt– Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen (vgl. I.).

Die Überleitungsrechnung war ausgehend von den der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten auszufüllen. Die Netzbetreiber hatten hierbei die Möglichkeit, im

Entgeltgenehmigungsverfahren nicht richtig zugeordnete Kostenbestandteile umzubuchen und so 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.

In der Anlage 2 ist die Überleitungsrechnung im Einzelnen dargestellt. Die verwendeten Daten wurden dem Netzbetreiber, auf den sich diese Festlegung bezieht, über das Datenportal im August 2008 zur Verfügung gestellt. Weitergehende Darlegungen zur Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten finden sich im Folgenden.

3.2.2.1.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile

Auf Grundlage der Überleitungsrechnung wurde der in den Netzkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt. Die Netzkosten bestimmen sich nach den der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde gelegten Kosten.

Es wurden dabei die im Folgenden dargelegten Kostenbestandteile berücksichtigt:

Kosten oder Erlöse aus gesetzlichen Abnahme und Vergütungspflichten sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.1 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Hierbei handelt es sich um Kosten der Stromnetzbetreiber, die aus Pflichten nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und dem Kraftwärmekopplungsgesetz entstehen. Neben den entstehenden Kosten hierfür sind auch die aus diesen Sachverhalten erzielten Erlöse zu berücksichtigen.² Damit dem Netzbetreiber durch die Berücksichtigung der Erlöse keine Nachteile entstehen, darf er Kosten in gleicher Höhe aus diesen Pflichten neben der festgelegten Gesamterlösobergrenze als zusätzliche Erlöse einnehmen. Für die Durchführung des Effizienzvergleiches sind sie als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten aus dem Gesamtkostenblock herauszurechnen.

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

² BR-Drs. 417/07, S.51.

entstehenden Kosten sind auch die erzielten Erlöse zu berücksichtigen.³ Im Regelfall gleichen sich Kosten und Erlöse aus, so dass keine Anpassung der Erlösobergrenze erforderlich ist. „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 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 somit die Rechtslage zum Entscheidungszeitpunkt.

Aus der Position „Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber“ sind ggf. enthaltene Kosten für singular genutzte Betriebsmittel in die Aufwendungen für überlassene Netzinfrasturktur zu überführen, da diese nicht zu den anpassungsfähigen vorgelagerten Netzkosten zählen. Die Preise für singular genutzte Betriebsmittel sind nicht genehmigungspflichtig. Im Einzelfall könnten sie unter Missbrauchsgesichtspunkten angegriffen werden.

Kostenerhöhungen, die auf der Grundlage genehmigter erhöhter Preise des vorgelagerten Netzes entstanden sind, konnten weitergegeben werden. Dies gilt nicht in gleicher Weise bei den Kosten für singular genutzte Betriebsmittel. Sie unterliegen bestenfalls einer nachträglichen Kontrolle. Die Kosten für die Nutzung singular genutzter Betriebsmittel konnten somit nicht in die genehmigungsfreie Anhebung der Netzentgelte einbezogen werden.

Die Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber werden in der Höhe angesetzt, wie sie sich aufgrund der Absatzmenge des Jahres 2007 und der Preisstellung des Jahres 2008 ergeben. So wird ein möglichst zeitnaher Wert zugrunde gelegt. Spätere Abweichungen zu

³ BR-Drs. 417/07, S.51.

⁴ BR-Drs. 417/07, S.51.

den Ist-Werten der Jahre 2008 und 2009 werden über die periodenübergreifende Saldierung bzw. das Regulierungskonto ausgeglichen.

Gleiches gilt für vermiedene Netzentgelte (vgl. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8 ARegV).

Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 S.3 EnWG oder nach § 21a Abs. 4 S.4 EnWG sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.7 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

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 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 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.

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

Kosten aus pauschalisierten Investitionszuschlägen nach Maßgabe des § 25 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.12 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Entsprechende Zuschläge sind bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S.1 Nr.4 StromNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Beschlusskammer sieht Netzanschlusskostenbeiträge im Sinne § 9 Abs. 1 S.1 Nr.3 StromNEV ebenfalls als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten an, da diese nicht getrennt von den Baukostenzuschüssen behandelt werden können. Bei beiden Erlöspositionen handelt es sich um Kostenbeiträge von Netzkunden zum Netz. Der Grund warum Baukostenzuschüsse als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft wurden, ist laut Begründung des Bundesrates, „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 dieser Verzerrung im Effizienzvergleich kommt, müssen auch die Netzanschlusskostenbeiträge als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten angesehen werden.

⁵ BR-Drs. 417/07, S.52.

⁶ BR-Drs. 417/07 (Beschluss), S.5.

Um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung

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

Kostenposition in der Netzentgeltprüfung		§ 11 Abs. 2 Nr.:
1.1.	Materialkosten	
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	
1.1.1.2.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen	
1.1.1.2.a.	davon nach EEG	1
1.1.1.2.b.	davon nach KWK-G	1
1.1.1.2.c.	davon nach § 18 StromNEV	8
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen	
1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber	4
1.2.	Personalkosten	
1.2.1.	Löhne und Gehälter (ohne die Positionen 1.2.1.1. und 1.2.1.2.)	
1.2.1.1.	der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit	10
1.2.1.2.	der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen	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	9
1.2.2.4.	davon Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	11
1.4.	Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)	3
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.1.	davon Konzessionsabgaben	2
1.6.	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie von Erdkabeln nach § 21a Abs. 4 Satz 3 zweiter Halbsatz des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit diese nicht in Investitionsbudgets nach § 23 enthalten sind	7
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge	
5.1.	Erhobene Konzessionsabgaben	2
5.4.	Erlöse aus Auflösung von Netzanschlussbeiträgen	13
5.5.	Erträge aus Auflösung von Baukostenzuschüssen	13
5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge	
5.8.1.	Erlöse aus EEG	1
5.8.1.1.	davon aus Weitergabe des aufgenommenen EEG-Stroms (§ 4 EEG)	
5.8.2.	Erlöse aus KWK-G	1
5.8.2.1.	davon aus KWK-Stromverkauf (§ 4 Abs. 2 KWK-G)	
5.8.2.2.	davon aus Ausgleichszahlungen von ÜNB (§ 9 Abs. 1 KWK-G)	

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 Netzinfrastuktur.

Die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten ist der Anlage 1 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 StromNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 StromNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV.

Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr.3 i.V.m Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Annuitäten für die Kapitalkosten durchzuführen.

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

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

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

Die Summe der Kapitalkostenannuitäten aller Anlagengruppen und die standardisierte Verzinsung der von diesen Kapitalkostenannuitäten nicht erfassten, aber zu verzinsenden

Bilanzwerte bilden die standardisierten Kapitalkosten gemäß § 14 Abs. 1 Nr.3 i.V.m Abs. 2 ARegV.

Durch die Kapitalkostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S.2 Nr. 4, S. 4 StromNEV auch die Verzinsung der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens vor. Diese Verzinsung und die Verzinsung der Grundstücke werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die 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 herangezogen wird.

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S.1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der Tagesneuwerte wurden die der letzten Entgeltgenehmigung zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) und die von der Beschlusskammer mit Bescheid vom 17.10.2007 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 21/2007, S.4064 ff.) festgelegten Indexreihen verwendet⁷.

Soweit die Kosten auf Basis des Geschäftsjahres 2005 bzw. 2004 genehmigt wurden, hat die Beschlusskammer die Neubewertungsfaktoren auf Basis derselben Preisindizes entsprechend transformiert.

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 StromNEV 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.

⁷ Die Festlegung der Indexreihen kann auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter der Adresse: <http://www.bundesnetzagentur.de> unter dem Link: Beschlusskammern / Beschlusskammer 8 / Festlegung nach § 29 EnWG / Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Preisindizes zur Gewährleistung einer sachgerechten Ermittlung von Tagesneuwerten nach § 6 Abs. 3 StromNEV abgerufen werden.

Um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S.5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 StromNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen.

Zum Zeitpunkt der Durchführung des Effizienzvergleichs am 1. Juli 2008 betrug der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV 7,91 Prozent.

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 1997 bis 2006 abgestellt, da 2006 in den weit überwiegenden Fällen das Kalkulationsbasisjahr ist. Hinzu kommt, dass die Kostenbasis gemäß § 34 Abs. 3 S. 3 und 4 ARegV angepasst wurde. Unterschiedliche Kalkulationszinssätze stünden überdies auch im Widerspruch zur Zielsetzung der Vergleichbarkeitsrechnung.

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, Februar 2008, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“.
 * Für 1994: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Dezember 2007, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“.

Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 1997 bis 2006 eine durchschnittliche Rendite von 4,31 % ab.

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

Jahr	Indexstand	Veränderungsrate	Veränderungsfaktor	10-jahres-Mittel (in %)
1991	75,9			
1992	79,8	0,051	1,051	

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

Quelle: Statistisches Bundesamt ⁸

Tabelle 2: Verbraucherpreisindex für Deutschland (Jahreswerte)

Hieraus leitet sich für den Verbraucherpreisgesamtindex für den Zeitraum 1997 bis 2006 ein durchschnittlicher Wert von 1,41 Prozent ab. Bei der Bestimmung des Verbraucherpreisgesamtindex wird auf den Zeitraum von 1997 bis 2006 abgestellt, da das Basisjahr der Erlösobergrenze 2006 ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

$$Zins_{real} = Zins_{nom.} - VPI$$

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 6,50 Prozent und für den realen Fremdkapitalzinssatz ein Wert von 2,90 Prozent.

Der zu verwendende Zinssatz bestimmt sich –wie bereits ausgeführt- gemäß § 14 Abs. 2 S.3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S.4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

$$Zins_{Mittel} = 40\% * Eigenkapitalzins_{real} + 35\% * Fremdkapitalzins_{real} + 25\% * 0$$

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 3,62 Prozent.

⁸ <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Preise/Content100/pre110a.templateId=renderPrint.psml>
(Stand: Mai 2008)

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. 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 Anschlusspunkte,
2. die Fläche des versorgten Gebietes,
3. die Leitungslänge,
4. die zeitgleiche Jahreshöchstlast,
5. die Jahresarbeit und
6. die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie.

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 wie bereits oben unter Ziffer 3.2.1.1 dargelegt, mittels wissenschaftlich anerkannter statistischer Analysemethoden die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen.

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.

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

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

Der im Rahmen der Konsultation vorgestellte Parameter flächengewichtete Netzanschlussdichte (Niederspannung) wurde von den betroffenen Wirtschaftskreisen überwiegend kritisiert. Hierbei wurde insbesondere vorgetragen, der Parameter sei in seiner Bestimmung zu intransparent. Die Verwendung dieses Parameters führe ferner zu einer Nichtberücksichtigung der von der ARegV als verpflichtend anzunehmenden Parameter Netzlänge (Niederspannung) und versorgte Fläche. Diese Anmerkungen aufgreifend hat sich die Beschlusskammer gegen eine Verwendung dieses Parameters entschieden. Hierfür war insbesondere auch der Umstand maßgeblich, dass letztendlich keine wesentliche Verbesserung des Modells durch die Verwendung dieses Parameters erreicht worden wäre.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 13 Abs. 4 ARegV und auf Grundlage der unter Ziffer 3.1.1.1. beschriebenen Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

- Stromkreislänge HS - Kabel
- Stromkreislänge MS - Kabel
- Stromkreislänge HS - Freileitungen
- Stromkreislänge MS - Freileitungen
- Anschlusspunkte
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS
- Umspannstationen
- Installierte dezentrale Erzeugerleistung
- Versorgte Fläche NS
- Stromkreislänge NS

Im Folgenden werden die verwendeten Vergleichsparameter bzw. deren Herleitungen erläutert:

- **Stromkreislänge HS – Kabel:**

Der verwendete Parameter „korrigierte Stromkreislänge in der Netzebene HS – Kabel“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in der Netzebene HS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen wurde die durchschnittliche Länge in km ermittelt.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen.

Zur Ermittlung der korrigierten Stromkreislänge wurde die vom Netzbetreiber gemeldete Stromkreislänge der Kabel in der Netzebene HS („yCables.circuit.hs“) korrigiert um den vom Netzbetreiber gemeldeten prozentualen Anteil der Stromkreislänge HS im Bruchteilseigentum („yCables.circuit.share.external.hs“).

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\text{yCables.circuit.hs.share.cor} = \text{yCables.circuit.hs} - (\text{yCables.circuit.hs} \cdot \text{yCables.circuit.share.external.hs})$$

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yCables.circuit.hs.share.cor“ bezeichnet.

- **Stromkreislänge in der Netzebene MS – Kabel:**

Der verwendete Parameter „Stromkreislänge in der Netzebene MS – Kabel“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in der Netzebene MS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen wurde die durchschnittliche Länge in km ermittelt.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yCables.circuit.ms“ bezeichnet.

- **Stromkreislänge HS – Freileitung:**

Der verwendete Parameter „korrigierte Stromkreislänge in der Netzebene HS – Freileitung“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Freileitungen in der Netzebene HS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen war die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder

anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.

Zur Ermittlung der korrigierten Stromkreislänge wurde die vom Netzbetreiber gemeldete Stromkreislänge der Freileitungen in der Netzebene HS („yLines.circuit.hs“) korrigiert um den vom Netzbetreiber gemeldeten prozentualen Anteil der Stromkreislänge HS im Bruchteilseigentum („yLines.circuit.share.external.hs“).

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\begin{aligned} \text{yLines.circuit.hs.share.cor} &= \text{yLines.circuit.hs} \\ &\quad - (\text{yLines.circuit.hs} \cdot \text{yLines.circuit.share.external.use.hs}) \end{aligned}$$

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yLines.circuit.hs.share.cor“ bezeichnet.

- **Stromkreislänge in der Netzebene MS – Freileitungen:**

Der verwendete Parameter „Stromkreislänge in der Netzebene MS – Freileitungen“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Freileitungen in der Netzebene MS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen wurde die durchschnittliche Länge in km ermittelt.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche sowie stillgelegte Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yLines.circuit.ms“ bezeichnet.

- **Anschlusspunkte:**

Die „Anschlusspunkte in den Netzebenen HS, MS, NS“ umfassen folgende Netzanschlusspunkte:

(1) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an Letztverbraucher und Objekt- und Arealnetze stattfindet („yConnections.cus.[NE]“). Dies umfasst auch kundeneigene Stationen und Umspannstationen. Anschlusspunkte in der Niederspannung sind die Hausanschlüsse;

- (2) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an fremde nachgelagerte Netzebenen stattfindet („yConnections.dso.other.lower.[NE]“). Dies umfasst auch Stationen und Umspannstationen der Weiterverteiler;
- (3) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an eigene nachgelagerte, Netzebenen stattfindet („yConnections.own.lower.[NE]“);
- (4) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an benachbarte Netz- oder Umspannebenen stattfindet („yConnections.other.dso.same.[NE]“);
- (5) Einspeisepunkte, in denen dezentrale Einspeisungen in das eigene Netz erfolgen („yInjection.points.[NE]“);
- (6) Einspeisepunkte der Netzebene NS, in denen dezentrale Einspeisungen in das eigene Netz erfolgen und die darüber hinaus auch Netzanschlusspunkte sind, an denen eine Übergabe an Letztverbraucher, Objekt- und Arealnetze stattfindet („yInjection.points.ns.connection.point.ns“).

Zur Berechnung wurden zunächst alle Netzanschluss- und Einspeisepunkte der Nummer (1) bis (5) der Netzebenen HS, MS und NS addiert. Danach wird die Position (6) subtrahiert. Dabei handelt es sich um diejenigen Einspeisepunkte in die Netzebene NS, die darüber hinaus auch Netzanschlusspunkte in der Netzebene NS sind. Da diese als Anschlusspunkte von Letztverbrauchern sowohl in Position (1) als auch in Position (5) enthalten sind, muss – um eine Doppelzählung zu vermeiden – diese Größe einmal subtrahiert werden.

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\begin{aligned}
 yConnections.hs.ms.ns = & \sum_{NE} yConnections.cus.[NE] \\
 & + \sum_{NE} yConnections.dso.other.lower.[NE] \\
 & + \sum_{NE} yConnections.own.lower.[NE] \\
 & + \sum_{NE} yConnections.dso.other.same.[NE] \\
 & + \sum_{NE} yInjection.points.[NE] \\
 & - yInjection.points.ns.connection.points.ns
 \end{aligned}$$

Alle in der Formel verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der Parameter „Anschlusspunkte in den Netzebenen HS, MS, NS“ wird im Effizienzvergleich als „yConnections.hs.ms.ns“ bezeichnet.

- **Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS:**

Die „korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS“ beinhaltet die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der Umspannebene HS/MS („yPeakload.hs_ms“) gemessen in kW. Dabei handelt es sich um die höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus der Umspannebene HS/MS.

Zur Ermittlung der Größe wurde weiterhin der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene MS berücksichtigt.

Der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene MS („yshare.unoccupied.meters.ms“) umfasst den prozentualen Anteil der Zählpunkte in einer Wohn- und Gewerbeeinheit, die seit mind. 12 Monaten (bezogen auf den 31.12. des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres) leer steht und die ggfs. durch Einbau eines Zählers und Einsetzen der Sicherung wieder in Betrieb genommen werden kann.

Die Zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS wird um den vom Netzbetreiber gemeldeten Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene MS korrigiert. Es wird somit errechnet, welche zeitgleiche Jahreshöchstlast sich ergäbe, wenn alle Zählpunkte ausgelastet wären.

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$yPeakload.hs_ms.unoccupied.cor = \frac{yPeakload.hs_ms}{(1 - yshare.unoccupied.meters.ms)}$$

Alle in der Formel verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der Parameter „korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS“ wird im Effizienzvergleich als „yPeakload.hs_ms.unoccupied.cor“ bezeichnet.

- **Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS :**

Die „korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene MS/NS“ beinhaltet die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der Umspannebene MS/NS („yPeakload.ms_ns“) gemessen in kW. Dabei handelt es sich um die höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus der Umspannebene MS/NS.

Zur Ermittlung der Größe wurde weiterhin der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene NS berücksichtigt.

Der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene NS („yshare.unoccupied.meters.ns“) umfassen den prozentualen Anteil der Zählpunkte in einer Wohn- und Gewerbeeinheit, die seit mind. 12 Monaten (bezogen auf den 31.12. des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres) leer steht und die ggfs. durch Einbau eines Zählers und Einsetzen der Sicherung wieder in Betrieb genommen werden kann.

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene MS/NS wird um den vom Netzbetreiber gemeldeten Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene NS korrigiert. Es wird somit errechnet, welche zeitgleiche Jahreshöchstlast sich ergäbe, wenn alle Zählpunkte ausgelastet wären.

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$y_{\text{Peakload.ms_ns.unoccupied.cor}} = \frac{y_{\text{Peakload.ms_ns}}}{(1 - y_{\text{share.unoccupied.meters.ns}})}$$

Alle in der Formel verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der Parameter „korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene MS/NS“ wird im Effizienzvergleich als „yPeakload.ms_ns.unoccupied.cor“ bezeichnet.

- **Umspannstationen:**

„Umspannstationen“ sind Anlagen mit eigenen Transformatoren, in denen die Spannung elektrischer Energie zwischen zwei Spannungsebenen (§ 2 Nr. 7 StromNEV) oder innerhalb einer Netzebene geändert wird, einschließlich der Ortsnetzstationen

Zur Berechnung werden alle vom Netzbetreiber gemeldeten Umspannstationen der Netzebenen („ySubstations[NE]“) sowie alle vom Netzbetreiber gemeldeten Umspannstationen der Umspannebenen („ySubstations[UE]“) addiert und danach der vom Netzbetreiber gemeldete prozentuale Nutzungsanteil der Umspannstationen der jeweiligen Umspannebene im Bruchteilseigentum („ySubstations.share.external.[UE]“) subtrahiert. Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\begin{aligned} y_{\text{Substations.tot}} = & \sum_{\text{NE}} y_{\text{Substations.[NE]}} \\ & + \sum_{\text{UE}} y_{\text{Substations.[UE]}} \\ & - \sum_{\text{UE}} (y_{\text{Substations.[UE]}} \cdot y_{\text{Substations.share.external.[UE]}}) \end{aligned}$$

Alle in der Formel verwendeten Größen beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „ySubstations.tot“ bezeichnet.

- **Installierte dezentrale Erzeugerleistung:**

Die „Installierte dezentrale Erzeugerleistung“ ist die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller dezentralen Erzeugungsanlagen nach EEG (§ 3 Zif.1 EEG), die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene angeschlossen sind, einschließlich Solarenergie und Windenergie („yDecInstalled.Power.renewables.[NE/UE]“).

Zusätzlich wurde noch die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nach KWKG, die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene angeschlossen sind („yDecInstalled.Power.KWK.[NE/UE]“) sowie die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller sonstigen Kraftwerke und Erzeugungsanlagen, die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene angeschlossen sind („yDecInstalled.Power.others.[NE/UE]“) berücksichtigt.

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\begin{aligned} yDR.tot = & \sum_{NE,UE} yDecInstalled.power.renewables.[NE/UE] \\ & + \sum_{NE,UE} yDecInstalled.power.KWK.[NE/UE] \\ & + \sum_{NE,UE} yDecInstalled.power.others.[NE/UE] \end{aligned}$$

Alle in der Formel verwendeten Angaben wurden in kVA abgefragt, in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der Parameter „Installierte dezentrale Erzeugerleistung“ wird im Effizienzvergleich als „yDR.tot“ bezeichnet.

- **Versorgte Fläche NS:**

Der Parameter „Versorgte Fläche NS“ bezeichnet diejenige Fläche innerhalb des erschlossenen Gebiets, die über das Stromversorgungsnetz des Netzbetreibers versorgt wird. Diese Angabe des Netzbetreibers beruht auf der amtlichen Statistik zur Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung der Statistischen Landesämter.

Als versorgte Fläche wird insoweit die bebaute Fläche („Gebäude und Freiflächen (nur bebaute Fläche)“; Flächenschlüssel 100/200) sowie Straßen, Wege und Plätze (Flächenschlüssel 510/520/530) verstanden. Wird eine Gemeinde von mehreren Netzbetreibern versorgt, werden lediglich die entsprechenden Flächenanteile berücksichtigt. Die versorgte Fläche entspricht somit dem Konzessionsgebiet abzüglich der nicht versorgten Flächen wie beispielsweise Wälder, Seen, Flüsse und nicht erschlossenen Gebieten.

Die versorgte Fläche bezieht sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im

Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yArea.supplied.ns“ bezeichnet.

- **Stromkreislänge NS:**

Der verwendete Parameter „Stromkreislänge in der Netzebene NS“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Leitungen (Freileitungen und Kabel) in der Netzebene NS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Leitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Leitungen sind nicht zu berücksichtigen.

In der Netzebene NS beinhaltet die Stromkreislänge auch die Hausanschlussleitungen.

Zur Berechnung wurden die Stromkreislänge der Kabel in der Netzebene NS („yCable.circuit.ns“) und die Stromkreislänge der Freileitungen in der Netzebene NS („yLines.circuit.ns“) addiert.

$$yNet.length.ns = yCable.circuit.ns + yLines.circuit.ns$$

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yNet.length.ns“ bezeichnet. Eine Übersicht über die verwendeten Werte der Vergleichsparameter des Netzbetreibers findet sich in Anlage 3.

3.2.3. Ausreißeranalyse

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

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

3.2.3.1. DEA

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV).

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 wurde mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent identifiziert. Die auf diese Weise festgestellten Ausreißer wurden aus dem Datensatz entfernt.

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

3.2.3.2. SFA

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

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

3.2.4. Konsistenzanalyse

Zur Bewertung der Konsistenz der gefundenen Modellergebnisse wurden u.a. die Korrelationskoeffizienten nach Pearson, Spearman sowie Kendall's Rangkorrelationskoeffizient herangezogen. Zur Evaluierung der Konsistenz und der Robustheit der Modellstrukturen und Spezifikationen wurden die ermittelten Effizienzwerte abschließend auf ihre Konsistenz hin überprüft. Als Testverfahren kamen dabei der Kruskal-Wallis-Test und die Tobit-Schätzung zur Anwendung (Second-Stage).

3.2.5. Gutachten

Hinsichtlich der weiteren konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf das Gutachten der Firma Sumicsid AB, verwiesen.⁹ Das Ergebnis des Gutachtens wird vollumfänglich zum Inhalt dieses Beschlusses gemacht, soweit es das gefundene Modell und die Ermittlung der Effizienzwerte beschreibt.

3.3. Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgte auf Grundlage der §§ 12 bis 14 und 22 ARegV (§ 12 Abs. 1 S.1 ARegV).

3.3.1. Ergebnis des Effizienzvergleichs (§ 12 Abs. 3 und 4 ARegV)

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.

3.3.2. Bereinigter Effizienzwert (§15 Abs. 1 ARegV)

Der Netzbetreiber hat folgende individuelle Besonderheiten geltend gemacht, um einen Aufschlag auf den Effizienzwert zu erreichen:

- Nichtberücksichtigung von Outputparametern oberhalb der Spannungsebene HS
- Verhältnis Zählpunkte zu Anschlusspunkte
- Erhöhte Tiefbaukosten

Aus Sicht der Beschlusskammer rechtfertigen die genannten Aspekte keinen solchen Aufschlag.

Nach § 15 Abs. 1 S.1 ARegV ist eine Bereinigung des Effizienzwertes durch einen angemessenen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert nur vorzunehmen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr.1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 3 Prozent erhöht.

⁹ Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de / Sachgebiete / Elektrizität/Gas / Anreizregulierung / Berichte/Veröffentlichungen/Gutachten

Durch die Regelungen des § 15 Abs. 1 S.1 ARegV wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit (§ 21a Abs. 5 S.5 EnWG) der auf Grundlage des Effizienzwertes bestimmten Effizienzvorgabe gewährleistet.

Die Gewährung eines bereinigten Effizienzwertes soll – wie aus der hohen Aufgreifschwelle von 3 Prozent ersichtlich – nur in wenigen, wirtschaftlich bedeutsamen Ausnahmefällen möglich sein. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten aufweist, die in den Effizienzvergleich nicht einfließen, weil nicht jedes Detail berücksichtigt werden kann. Diese Besonderheiten können sich sowohl Kosten erhöhend als auch Kosten reduzierend auswirken. Im Ergebnis wird sich dies daher weitestgehend neutral darstellen.¹⁰ Die Anpassungsregelung des § 15 Abs. 1 S.1 ARegV ist folglich äußerst restriktiv auszulegen.

Den Netzbetreiber ist beweispflichtig (§ 15 Abs.1 S.1 ARegV).

Besonderheit der Versorgungsaufgabe

Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe ist nur anzunehmen, wenn außergewöhnliche strukturelle oder sonstige Umstände bestehen. Außergewöhnliche Umstände in diesem Sinne liegen – dem Wortsinn („Besonderheit“) folgend – nur dann vor, wenn kein anderes oder nur eine äußerst geringe Anzahl der im Effizienzvergleich betrachteten Unternehmen dieselben oder ähnliche Umstände aufweisen und diese Umstände ein die Vergleichsgruppe trennendes Merkmal darstellen.

Die vom Netzbetreiber vorgetragene Besonderheit muss sich auf die Versorgungsaufgabe beziehen. Eine Besonderheit kann jedenfalls nur dann Bedeutung i.S.d. § 15 Abs.1 S.1 ARegV erlangen, wenn dadurch die Fläche des Versorgungsgebietes oder Anforderungen an die Versorgung von Netzkunden determiniert werden (§ 10 Abs.2 ARegV). Versorgungsfläche und Netzkundenanforderungen müssen sich des Weiteren unmittelbar auf die Netzgestaltung auswirken. Fehlt ein solcher Wirkungszusammenhang ist der die Besonderheit der Versorgungsaufgabe bereits abzulehnen.

Nichtberücksichtigung im Effizienzvergleich

Eine Bereinigung des Effizienzwertes ist gemäß § 15 Abs.1 S.1 HS.1 ARegV nur dann vorzunehmen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten der Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter

¹⁰ BR-Drs. 417/07 (B), S.12.

nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden. Dies ist der Fall bei Umständen, die durch die im Effizienzvergleich verwendeten Vergleichsparameter nicht abgebildet werden.

Kostenerhöhung um mindestens 3 Prozent

Bei den vom Netzbetreiber vorgetragenen Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe muss es sich zudem um Umstände handeln, die die nach § 14 Abs.1 Nr.1 und 2 ermittelten Kosten um mindestens 3 % erhöht haben.

§ 15 Abs. 1 ARegV weist, anders als dies der Wortlaut („erhöht“) in erster Ansehung vermuten lässt, einen Vergangenheitsbezug auf die der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten auf. Eine Erhöhung der Kosten i.S.d. § 14 Abs. 1 Nr.1 und 2 ARegV kann sich nur im Hinblick auf das Ausgangsniveau ergeben (§ 6 Abs. 2 ARegV) haben. Zum Beweis der Kostensteigerung hat der Netzbetreiber darzulegen und nachzuweisen in welcher Höhe sich die jährlichen Kosten (z.B. operative Kosten, Abschreibungen und Zinsen) in die der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten eingeflossen sind.

Dies kann nicht nur unter schlichter Bezugnahme auf die dem Netzbetreiber bekannte Überleitungsrechnung geschehen, wenn die Kostenpositionen hier lediglich stark aggregiert vorliegen. Der Netzbetreiber hat dann – ähnlich wie in der Kostenprüfung nach GasNEV – die individuell besonderen Kosten, unter Beifügung geeigneter Nachweise (z.B. Rechnungen, Stundennachweise etc.) umfassend zu erläutern.

Es darf darüber hinaus keine Kompensation der vorgetragenen Kostenposition durch korrespondierende, zwangsläufig entlastende Effekte bestehen.

Kausalität

Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe muss zudem kausal für einen Anteil der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten von mindestens 3 Prozent sein.

Trägt der Netzbetreiber außergewöhnliche Umstände vor, so muss der Netzbetreiber den Nachweis führen, dass diese Umstände ursächlich zu einer Erhöhung der Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr.1 und 2 ARegV geführt haben. Waren die vorgetragenen Umstände lediglich mitursächlich, so ist durch den Netzbetreiber überdies darzulegen und nachzuweisen, zu welchem Anteil die vorgetragenen Umstände ursächlich für die behauptete Kostensteigerung waren.

Nichtberücksichtigung von Outputparametern oberhalb der Spannungsebene HS

Hinsichtlich der Outputparameter oberhalb der Spannungsebene HS hat bereits eine Bereinigung der Kostenbasis im Bezug auf die Aufwandsparameter stattgefunden. Dementsprechend wurden die laut Angabe des Netzbetreibers auf die Kostenstellen HöS und Usp HöS/HS entfallenden Kostenanteile in Höhe von [REDACTED] € im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht berücksichtigt (vgl. Anlage 2), so dass sich aus dem Vorhandensein dieser Spannungsebenen kein Nachteil ergibt. Vielmehr ergibt sich durch diese Berücksichtigung ein verbesserter Effizienzwert von 92,3 % im Vergleich zu 91,7 % ohne entsprechende Bereinigung der Kostenbasis.

Für eine darüber hinausgehende Berücksichtigung des vorgetragenen Umstandes im Rahmen des § 15 ARegV verbleibt indes bereits deswegen kein Raum, da es sich nicht um eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe handelt. Der ansonsten typischerweise von Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte Betrieb der HöS-Ebene sowie der Umspannebene HöS/HS ist auf eine unternehmerische Entscheidung des Verteilernetzbetreibers SWM Infrastruktur zurückzuführen. Insoweit handelt es sich nicht um ein spezifisches Charakteristikum der vom Netzbetreiber zu erfüllenden Versorgungsaufgabe.

Verhältnis Zählpunkte zu Anschlusspunkte

Bei der Kennzahl „Zählpunkte zu Anschlusspunkten“ handelt es sich um keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe nach § 15 Abs. 1 ARegV, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurde.

In § 13 Abs. 4 ARegV sind die Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen als Vergleichsparameter, die in der ersten und zweiten Regulierungsperiode zu verwenden sind, genannt. Aufgrund der hohen Korrelation zwischen Anschlusspunkten und Zählpunkten konnten nicht beide Variablen in das Modell aufgenommen werden.

Nach der Modellbildung wurden die Effizienzwerte anhand von „Second Stage“- Analysen hinsichtlich ihrer Konsistenz überprüft, indem getestet wurde, ob sich Unterschiede in den Effizienzwerten durch die Kennzahl „Zählpunkte zu Anschlusspunkte“ erklären lassen.

Ein erster Einbezug in die Tobit-Regression auf die Effizienzwerte des „Best-of-Four“- Modells dieser Kennzahl (im Folgenden „City-Impact“) suggeriert den substantiell negativen Einfluss der Kennzahl auf die Effizienz, d.h. für höhere Werte der Kennzahl sinkt die Effizienz im Vergleich zu niedrigeren Werten für die Kennzahl. Die Kennzahl wurde dabei als einzige zusätzliche Variable in die Tobit-Regression mit aufgenommen, d.h. alle anderen Variablen

sind die des ergebnisrelevanten Modells für die Berechnung der Effizienzwerte. Der negative Einfluss der Kennzahl ist in dieser Schätzung signifikant. Um den Einfluss der City-Impact Variable genauer zu untersuchen, wurde der Datensatz im Folgenden in zwei Bereiche unterteilt. Der erste Bereich enthält die Beobachtungen mit geringer und mittlerer Dichte (d.h. einem Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlusspunkten von dem minimalen Wert 1.27 bis höchstens 3.6) und der zweite Bereich enthält die Beobachtungen mit hoher Dichte (d.h. einem Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlusspunkten von mindestens 3.6 bis zum maximalen Wert von 8.3). 25 Prozent der Unternehmen besitzen ein Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlusspunkten von mindestens 3.6. Es soll hiermit getestet werden, ob sich tatsächlich ein monotoner negativer Einfluss der Dichte ermitteln lässt. Um zusätzlich etwaige Multikollinearitätsprobleme aufzudecken, und einen genauen separaten Einfluss der Dichte ermitteln zu können, wurden die Tobit-Regressionen für den gesamten Datensatz, für den „unteren und mittleren“ Teil des Datensatzes und für den „oberen“ Teil des Datensatzes daher ohne die anderen Parameter des ergebnisrelevanten Modells geschätzt, d.h. im Folgenden werden Tobit-Regressionen beschrieben, bei denen die Effizienzwerte nur durch die Kennzahl „City-Impact“ zu erklären versucht werden. Für den gesamten Datensatz ergibt sich dasselbe Ergebnis wie für die vorangegangenen Schätzungen, d.h. ein signifikant negativer Einfluss. Für den unteren Bereich des geteilten Datensatzes (d.h. mit niedriger Dichte) kann der signifikant negative Einfluss in der getrennten Schätzung bestätigt werden. Es ist zu folgern, dass bei einer Betrachtung des gesamten Datensatzes der Bereich niedriger Dichte (eher ländlichere Gebiete) den Bereich hoher Dichte (eher städtische Gebiete) dominiert und daher der Einfluss der Kennzahl „City-Impact“ sich als negativ darstellt. Die Unterteilung der Unternehmen in zwei Bereiche zeigt jedoch deutlich, dass ein monotoner Einfluss der Dichteveriablen nicht bestätigt werden kann. Daraus ist zu schließen, dass eher städtische Betreiber keine signifikant schlechteren Effizienzwerte als regionale Betreiber zeigen. Der signifikant negative Einfluss der Dichte bei Betrachtung des gesamten Datensatzes ist daher nicht an eine erhöhte Komplexität in Gebieten mit hoher Dichte gekoppelt, sondern scheint andere Aspekte wie beispielsweise Eigentümerschaft aufzugreifen. Diese Aspekte sollen aber nicht dazu dienen, Ineffizienzen zu erklären. Das hergeleitete Effizienzvergleichsmodell kann somit durch die „Second-Stage“ Analyse als konsistent und robust identifiziert werden. Entscheidende Variablen wurden nicht vernachlässigt.

Der Einwand, die Besonderheit der städtischen Versorgung sei im Effizienzvergleich nicht hinreichend berücksichtigt worden überzeugt nicht.

Erhöhte Tiefbaukosten

Der Netzbetreiber konnte ferner nicht nachweisen, dass die vorgetragene Besonderheit hinsichtlich der Tiefbaumaßnahmen vorliegt, die seine Versorgungsaufgabe erheblich erschwert und die nicht hinreichend durch die Auswahl der Parameter im Effizienzvergleich berücksichtigt wurde. Das bloße Erfordernis von Tiefbaumaßnahmen im städtischen Bereich stellt keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs.1 S.1 ARegV dar, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs.3 und 4 nicht hinreichend berücksichtigt wurden.

Der Umstand einer besonderen Schwierigkeit von Tiefbaumaßnahmen im städtischen Bereich vermag nicht zu überzeugen, da alle anderen im Effizienzvergleich enthaltenen städtischen Netzbetreiber dasselbe Merkmal aufweisen. Es ist offensichtlich, dass grundsätzlich bei allen Netzbetreibern Tiefbaumaßnahmen unterschiedlichster Art und Intensität - jeweils abhängig von der einzelnen Maßnahme - anfallen. Der bundesweite Effizienzvergleich berücksichtigt dementsprechend diesen Umstand. Insoweit liegt bereits kein den Netzbetreiber in herausragender Weise charakterisierendes Merkmal vor. Darüber hinaus kann der Netzbetreiber im städtischen Bereich eng mit anderen Netzbetreibern bzw. Versorgern oder der Kommune kooperieren und so seinen Grabungsaufwand minimieren. Der erforderliche Aufwand bzw. die Anschaffungs-/Herstellungskosten sind geringer, so dass ein Kompensationseffekt besteht.

Das bloße Vorhandensein von Tiefbauerfordernissen im städtischen Bereich stellt keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs.1 S.1 ARegV dar, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs.3 und 4 nicht hinreichend berücksichtigt wurden.

Der als Besonderheit i.S.d. § 15 Abs.1 S.1 ARegV vorgetragene Umstand einer herausragenden Häufigkeit von Tiefbauerschwernissen im städtischen Bereich vermag nicht zu überzeugen, da alle anderen im Effizienzvergleich enthaltenen Netzbetreiber dieses Merkmal aufweisen.

Es ist insoweit nicht erkennbar, dass Tiefbaumaßnahmen in München schwieriger oder aufwändiger als in anderen (Groß-)Städten sind. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Kabeldichte als auch im Hinblick auf die Auflagen der Kommunalverwaltung.

Es ist offensichtlich, dass grundsätzlich bei allen Netzbetreibern solche Maßnahmen unterschiedlichster Art und Intensität, jeweils abhängig von der einzelnen Maßnahme, anfallen. Der bundesweite Effizienzvergleich berücksichtigt dementsprechend diesen Umstand. Insoweit liegt bereits kein den Netzbetreiber in herausragender Weise charakterisierendes Merkmal vor.

4. Ermittlung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers

Die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) werden gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22 und 25 ARegV bestimmt. Die Erlösobergrenze ist gemäß § 4 Abs. 2 ARegV für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Der Erlöspfad bildet die Gesamtheit der jährlichen Erlösobergrenzen der Regulierungsperiode ab.

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

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

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 gemäß § 16 Abs. 1 i.V.m. §§ 12 bis 15 ARegV zu ermitteln.

Des Weiteren sind die sonstigen Bestandteile der Formel zu ermitteln, soweit diese einschlägig sind: 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 des Erlöspfades der Netzbetreiber findet 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 demnach 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 gemäß § 6 Abs. 1 S. 5 ARegV das Jahr 2006.

Die Beschlusskammer nimmt keine Anpassung des Ausgangsniveaus, insbesondere aufgrund der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH, Beschlüsse vom 14.08.2008, Aktenzeichen: KVR 34/07, KVR 35/07, KVR 36/07, KVR 39/07 und KVR 42/07) vor.

Der BGH hatte sich in den vorstehenden Rechtsbeschwerdeentscheidungen mit den Entgeltgenehmigungen der ersten Genehmigungsrunde auseinanderzusetzen. Die vom BGH in diesem Zusammenhang behandelten Rechtsfragen betrafen die Anlagen im Bau (§ 7 Abs.1 S.3 StromNEV) und die angemessene Höhe der Verzinsung des die zulässige Eigenkapitalquote von 40% übersteigenden Eigenkapitalanteils wie Fremdkapital (§ 7 Abs.1 S.3 i.V.m. § 5 Abs.2 HS.2 StromNEV).

Es kann dahinstehen, ob der BGH diese Rechtsfragen abschließend zugunsten des Netzbetreibers entschieden hat, da der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs.2 ARegV eine formell und materiell bestandskräftige Entscheidung der Beschlusskammer zu Grunde liegt.¹¹ Diese Entscheidung ist Grundlage der Ermittlung des Ausgangsniveaus.

Eine Änderung der höchstrichterlichen Rechtsprechung ist von der Beschlusskammer, dem Grundsatz der Gesetzmäßigkeit folgend, zwar bei allen zukünftigen Entgeltgenehmigungsentscheidungen oder auf den entsprechenden Regelungen aufbauenden Entscheidungen (z.B. Kostenbezug der zweiten Regulierungsperiode nach § 6 Abs.1 ARegV) zu beachten. Das Bekanntwerden einer (neuen) höchstrichterlichen Rechtsprechung nach dem Eintritt der formellen und materiellen Bestandskraft einer Entscheidung zwingt die Behörde aber keinesfalls zur Aufhebung dieser Entscheidung.

Eine entsprechende, die Bestandskraft eines Verwaltungsaktes durchbrechende Regelung ist weder in §§ 48 ff. VwVfG noch im EnWG enthaltenen. Hingegen enthalten die Verfahrensvorschriften anderer Rechtsgebiete sogar ausdrücklich eine derartige Besonderheit. So ist beispielsweise in § 48 Abs. 2 SGB X – einer ansonsten an §§ 48 ff. VwVfG angelehnten Regelung – kodifiziert, welche Auswirkungen nachträglich eintretende Tatsachenänderungen haben. Die Vorschrift stellt klar, dass auch eine Änderung der Rechtsprechung als Änderung der rechtlichen Voraussetzungen i.S.d. § 48 Abs. 1 SGB X anzusehen ist.

4.1.1. Anpassung der Eigenkapitalverzinsung

Grundsätzlich ist gemäß § 6 Abs. 2 ARegV die Eigenkapitalverzinsung heranzuziehen, die dem Ergebnis der letzten Kostenprüfung nach § 23a EnWG entspricht. Ausgangspunkt für die Anpassung der Eigenkapitalverzinsung ist § 7 Abs. 6 StromNEV. Demnach sind die Eigenkapitalzinssätze vor Beginn einer Regulierungsperiode der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur festzulegen und in Anwendung zu bringen. Für die Bestimmung der

¹¹ Hinsichtlich der Verzinsung des die zulässige Eigenkapitalquote von 40% übersteigenden Eigenkapitalanteils wie Fremdkapital hat der BGH die tatrichterliche Würdigung des OLG Koblenz als unzureichend gerügt und die Sache lediglich zur erneuten Entscheidung an das OLG Koblenz zurückverwiesen. Das OLG Koblenz wird daher erneut, ggf. unter Inanspruchnahme eines Sachverständigen, tatrichterlich zu würdigen haben, ob und in welchem Umfange ein Risikozuschlag auf den ermittelten Zins angemessen wäre.

Erlösobergrenze zu Beginn der Anreizregulierung wurde mit der Festlegung vom 07.07.2008 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 13/2008, S.1192ff.) für die Dauer der ersten Anreizregulierungsperiode für Neuanlagen ein Eigenkapitalzinssatz von 9,29 % vor Steuern und für Altanlagen ein Eigenkapitalzinssatz von 7,56 % vor Steuern festgelegt. Zur Herleitung der Zinssatzhöhe wird auf die Festlegung verwiesen. Diese Festlegung würde leerlaufen, wenn die neuen Eigenkapitalzinssätze nicht im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt würden. § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV steht somit in einem Spannungsverhältnis zu § 6 Abs. 2 ARegV. Zugunsten der Netzbetreiber wird bezüglich der Eigenkapitalverzinsung § 7 Abs. 6 StromNEV von der Beschlusskammer als *lex specialis* angesehen und genießt somit Vorrang vor § 6 Abs. 2 ARegV. Eine Anpassung der Eigenkapitalverzinsung auf den neu festgelegten Zinssatz ist auch nicht durch § 4 Abs. 3 S.2 ARegV ausgeschlossen, da die Eigenkapitalverzinsung keine Kostenposition des § 11 Abs. 2 ARegV darstellt.

Die Beschlusskammer nimmt die Anpassung der Eigenkapitalverzinsung dahingehend vor, dass sie die Eigenkapitalverzinsung, also die Verzinsung des Eigenkapitalanteils, der die zugelassene Eigenkapitalquote (40 %) nicht übersteigt, neu berechnet.

Die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze hat lediglich Auswirkungen auf die Kostenposition Eigenkapitalverzinsung. Weitere Anpassungen erfolgen nicht. Eine Änderung des Fremdkapitalzinssatzes bleibt folglich in der Neuberechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung für das die 40%-Grenze überschießende Eigenkapital unberücksichtigt. Auch die Bemessung der kalkulatorischen Gewerbesteuer bleibt von der Zinssatzänderung unberührt.

Die genaue Berechnung ist aus der Anlage 6 ersichtlich.

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.2 ARegV im ersten Jahr der jeweiligen Regulierungsperiode nicht.

4.2.1 Vorgelagerte Netzkosten

Die Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber werden in der Höhe angesetzt, wie sie sich aufgrund der Absatzmenge des Jahres 2007 und der Preisstellung des Jahres 2008

ergeben. So wird ein möglichst zeitnaher Wert zugrunde gelegt. Spätere Abweichungen zu den Ist-Werten der Jahre 2008 und 2009 werden über die periodenübergreifende Saldierung bzw. das Regulierungskonto ausgeglichen (vgl. 3.2.2.1.2.).

4.2.2 Pauschalierter Investitionszuschlag gemäß § 25 ARegV

Sofern der Netzbetreiber einen Antrag auf pauschalierten Investitionszuschlag gemäß § 25 Abs. 1 ARegV gestellt hat, wurde dem Antrag in der in Anlage 8 zu entnehmenden Höhe stattgegeben.

§ 25 ARegV sieht die Berücksichtigung eines pauschalierten Investitionszuschlages bei der Festlegung der Erlösobergrenze gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV vor, sofern der Netzbetreiber dies verlangt. Sinn und Zweck der Regelung ist es, „notwendige Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht zu behindern“.¹² Daher ist der pauschalierte Investitionszuschlag als einmaliger Bonus zu sehen, der befürchteten Anreizen zur Unterlassung von Ersatzinvestitionen während der Regulierungsperiode entgegenwirken soll.

Der pauschalierte Investitionszuschlag ist bei der Festlegung der Erlösobergrenze auf Verlangen des Netzbetreibers entsprechend den Vorgaben des § 25 Abs. 2 bis 5 ARegV einzubeziehen.

Gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 12 ARegV ist der pauschalierte Investitionszuschlag Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

4.2.2.1 Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags

§ 25 Abs. 2 ARegV bestimmt, dass der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr ein Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten darf. Die Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags richtet sich somit nach den Kapitalkosten der Vergleichbarkeitsrechnung, die in § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV geregelt ist.

Die Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages erfolgt gemäß § 25 Abs. 2 ARegV auf der Grundlage der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten. Die Grundlage für die Standardisierung sind hierbei gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV die Gesamtkosten des Netzbetreibers die gemäß § 6 ARegV zur Bestimmung des Ausgangsniveaus ermittelt wurden. Gemäß § 6 Abs. 2 ARegV ist als Ausgangsniveau für die erste Regulierungsperiode das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG heranzuziehen. Eine Anpassung des Ausgangsniveaus aufgrund der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH, Beschlüsse vom 14.08.2008, Aktenzeichen: KVR 34/07, KVR 35/07, KVR 36/07, KVR 39/07 und KVR 42/07)

¹² BR-Dr. 417/07, S.70

nimmt die Beschlusskammer wie bereits dargelegt nicht vor. Die Ermittlung der standardisierten Kapitalkosten erfolgt für den Effizienzvergleich nach § 12 Abs.1 ARegV. Im Rahmen des pauschalierten Investitionszuschlages wird auf das Produkt dieser Ermittlung zurückgegriffen.

Gemäß § 25 Abs. 1 ARegV ist ausdrücklich ein pauschalierter Investitionszuschlag nach Maßgabe der Absätze 2 bis 5 in die Erlösobergrenze mit einzubeziehen. Dafür spricht der Wortlaut des § 25 Abs. 1, 2 ARegV. In Absatz 2 wird der pauschalierte Investitionszuschlag auf ein Prozent pro Kalenderjahr der Regulierungsperiode begrenzt. Hierbei bezieht sich „1 Prozent“ auf die nach § 14 Abs. 1 Nr.3 i.V.m. Abs. 2 ARegV ermittelten Kapitalkosten.

Die Regelung ist so zu verstehen, dass gemäß § 25 Abs. 1 ARegV vor Beginn der Regulierungsperiode ein pauschalierter Investitionszuschlag in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden soll. Gleichwohl bewirkt der pauschalierte Investitionszuschlag eine dauerhafte Anhebung der Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode, um den einmalig ermittelten Betrag. Anders als beispielsweise bei den Investitionsbudgets nach § 23 ARegV ist gemäß § 25 Abs. 4 ARegV lediglich eine einmalige Antragstellung vorgesehen.

Auch § 4 Abs. 2 S.1 ARegV führt zu keinem anderen Ergebnis. Zwar wird hier im Grundsatz ausgeführt, dass die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr einer Regulierungsperiode zu bestimmen ist. Diese Formulierung ist jedoch als allgemeine Regelung im Hinblick auf die sich aus der Anwendung des Erlöspfades zur Abdeckung der Effizienzvorgaben sowie weiterer möglicher Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode ergebende Tatsache zu verstehen, dass „die“ Erlösobergrenze eben nicht aus einer über die Regulierungsperiode unverändert fortbestehenden Erlössumme bestehen muss.

Diese Auslegung wird auch von § 34 Abs. 4 ARegV gestützt, der die Geltungsdauer des pauschalierten Investitionszuschlags auf die erste Regulierungsperiode beschränkt. Somit kann daraus geschlossen werden, dass der pauschalierte Investitionszuschlag für die erste Regulierungsperiode zu ermitteln und in die Erlösobergrenze der jeweiligen Kalenderjahre einzubeziehen ist.

Eine andere Auslegung würde implizit bedeuten, dass jeweils ein Prozent der Kapitalkosten der jährlichen Investitionen eines Netzbetreibers als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in die Erlösobergrenze eingingen.¹³ Die Folge wäre dann eine zumindest teilweise Befreiung der Kapitalkosten von Effizienzvorgaben. Bei dieser Auslegung würde vernachlässigt, dass in den genehmigten Erlösobergrenzen auch Kapitalkosten enthalten sind und diese – soweit sie effizient sind – während der gesamten Regulierungsperiode fortwirken, auch wenn deren Nutzung während der Regulierungsperiode endet und auslaufende Abschreibungen und

¹³ Dabei wird der Unterschied zwischen den Kapitalkosten gemäß StromNEV und den Kapitalkosten nach Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr.3 i.V.m. Abs. 2 ARegV außer Acht gelassen.

Zinsen auf Basis von verminderten Restwerten in der kalkulatorischen Welt zu einer Absenkung der Erlösobergrenze führen würden. Somit können auch während der Regulierungsperiode Kapitalkosten aus notwendigen Ersatzinvestitionen im Rahmen der Erlösobergrenze erlöst werden.

Schließlich legt § 25 Abs. 2 ARegV fest, dass die Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags ein Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 ARegV ermittelten Kapitalkosten pro Kalenderjahr nicht überschreiten darf. Somit wird neben der Höhe gleichzeitig eine Obergrenze für den pauschalierten Investitionszuschlag eingeführt, die sich auf jedes Kalenderjahr der ersten Regulierungsperiode bezieht.

Der pauschalierte Investitionszuschlag soll, wie von Netzbetreibern richtigerweise vorgetragen wurde, in jedem Jahr der Regulierungsperiode Wirkung entfalten. Auch wirken bereits im Rahmen des pauschalierten Investitionszuschlags getätigte Investitionen eines Kalenderjahres im nächsten Kalenderjahr fort. Des Weiteren wurde von Netzbetreibern richtig vorgetragen, dass der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr der Regulierungsperiode zu gewähren ist.

Diese kalenderjährliche Gewährung des pauschalierten Investitionszuschlages hat jedoch nur einmalig im Rahmen der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zu erfolgen und unterliegt keiner weiteren Anpassung, wie sich bereits aus § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV ergibt, welcher gerade nicht auf § 11 Abs. 2 Nr. 12 ARegV verweist. Gemäß § 25 Abs. 2 ARegV darf der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr 1 Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten. Würde man den pauschalierten Investitionszuschlag so kumulieren, dass man in jedem Kalenderjahr 1% der standardisierten Kapitalkosten auf die bereits bestehenden 1 % aufaddiert, dann würde im vierten Jahr der Regulierungsperiode der pauschalierte Investitionszuschlag 4 % der standardisierten Kapitalkosten betragen. Der pauschalierte Investitionszuschlag würde somit bereits im Kalenderjahr 2010, wie auch in den folgenden Kalenderjahren 2011 und 2012 die in § 25 Abs. 2 ARegV festgelegte Obergrenze von 1% der standardisierten Kapitalkosten überschreiten. § 25 Abs. 2 ARegV setzt somit die Obergrenze des pauschalierten Investitionszuschlages fest. § 25 ARegV trifft keinerlei Vorgaben, wann der Netzbetreiber seine Investitionen zu tätigen hat. Dies bestimmt der Netzbetreiber durch seinen Antrag. Die Beschlusskammer legt im Rahmen dieser Festlegung eine Erlösobergrenze pro Kalenderjahr fest, hierbei wird für jedes Kalenderjahr der pauschalierte Investitionszuschlag unter Berücksichtigung der Obergrenze von 1%, in der beantragten Höhe berücksichtigt.

Bei Netzbetreibern, deren kalenderjährliche Erlösobergrenzen anhand mehrerer Netzkostenblöcke bestimmt werden, bezieht sich die Höhe des genehmigungsfähigen Investitionszuschlags auf die nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten aller Netzbereiche. Denn mit dem pauschalierten Investitionszuschlag wird der

Investitionsbedarf eines Netzbetreibers gedeckt; eine Aufteilung nach verschiedenen Netzbereichen findet nicht statt.

4.2.2.2. Ausgleich in der folgenden Regulierungsperiode (§ 25 Abs. 3 ARegV)

Obwohl im vorliegenden Bescheid ein Ausgleich nach § 25 Abs. 3 ARegV naturgemäß noch nicht vorzunehmen bzw. zu berücksichtigen ist, soll der Vollständigkeit halber darauf hingewiesen werden, dass, sofern die Investitionen nicht die nach den o.g. Grundsätzen festgelegte Höhe erreichen, in der folgenden Regulierungsperiode ein Ausgleich stattzufinden hat. Der Ausgleich erfolgt in Höhe der Differenz zwischen den tatsächlichen Investitionen und dem pauschalierten Investitionszuschlag. Gemäß § 25 Abs. 3 S.2 ARegV erfolgt der Ausgleich und die Verzinsung des Differenzbetrages wie beim Regulierungskonto, d.h. nach derselben Methodik. Allerdings erfolgt keine Buchung dieser Beträge auf dem Regulierungskonto.

Sofern die auf den Investitionen beruhenden Kapitalkosten den pauschalierten Investitionszuschlag übersteigen, erfolgt gemäß § 23 Abs. 3 S.3 ARegV kein Ausgleich.

4.2.2.3. Weitere Rechtsfolgen der Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags

Für den Fall der Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags in die Erlösobergrenze hat der Netzbetreiber gemäß § 28 Nr.7 ARegV der Regulierungsbehörde gegenüber die Differenz nach § 25 Abs. 3 S.1 ARegV¹⁴ mitzuteilen, d.h. den Differenzbetrag zwischen einbezogenem pauschalierten Investitionszuschlag und den tatsächlichen Investitionen. Darüber hinaus ist nach § 28 Nr. 7 ARegV eine für einen sachverständigen Dritten nachvollziehbare Darstellung der zur Ausschöpfung des beantragten pauschalierten Investitionszuschlags erfolgten Investitionen und ihrer Kostenwirksamkeit zu erstellen. Eine inhaltliche Einzelprüfung des Investitionsbedarfs erfolgt nicht.¹⁵

Die Mitteilung gemäß § 28 Nr.7 ARegV hat nach dem Sinn und Zweck der Regelung jährlich zu erfolgen. Sie dokumentiert somit kontinuierlich die Investitionstätigkeit des Netzbetreibers im Ablauf der Regulierungsperiode. Eine verbindliche Fristvorgabe ist nicht bestimmt. Eine Mitteilung ist jeweils nach Ablauf eines Kalenderjahres und mit Vorliegen des jeweils geprüften Jahresabschlusses, d.h. erstmalig im Jahre 2010, einzureichen.

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 bereinigten Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. In diesen sind

¹⁴ Bei dem im amtlichen Text des § 28 Nr.7 ARegV enthaltenen Verweis auf § 25 Abs. 2 S.1 ARegV handelt es sich insoweit um ein redaktionelles Versehen.

¹⁵ BR-Dr. 417/07, S.70 f.

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 dort unter 2.3 zu entnehmen.

4.4. Beeinflussbare Kosten

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 4 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhafte oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind.

Die Höhe der beeinflussbaren Kosten ist Anlage 1 dort unter 2.3 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 Ineffizienzen 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 fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten Ineffizienzen in der ersten Regulierungsperiode innerhalb von zehn Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor (V_t) von $0,1 \cdot t$.

4.6. Verbraucherpreisgesamtindex (VPI)

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

Das Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2006. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2006 101,6 und der VPI für das Jahr 2007 103,90, wobei der Wert des Jahres 2005 auf 100 normiert ist (siehe www.destatis.de / Preise / Verbraucherpreise / Gesamtindex nach 12 Abteilungen: Tabelle: Verbraucherpreisindex für Deutschland, 2005=100, Spalte: Gesamtindex (alle 12 Abteilungen)). Entsprechend dem Term VPI_t / VPI_0 der in Anlage 1 zu § 7 aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2007 zum VPI für das Jahr 2006 für das erste Jahr der ersten Regulierungsperiode (2009) einen Inflationierungsfaktor in Höhe von 1,0226. Die

Inflationsrate für das Jahr 2007 – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI 2007 gegenüber dem VPI des Basisjahres 2006 – beträgt damit 2,26%.

In Ermangelung eines zum Zeitpunkt der Beschlussfassung in der zweiten Hälfte des Jahres 2008 vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten VPI für die Jahre 2008 ff. war für die Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode eine Annahme des jeweiligen VPI für die Jahre 2008 bis 2011 notwendig. Es wurde angenommen, dass sich der VPI gegenüber dem Vorjahr jährlich um die Inflationsrate des Jahres 2007 in Höhe von 2,26% erhöht (siehe Anlage 1 zum vorliegenden Beschluss, Ziffer 2.4).

Es erfolgt gemäß § 4 Abs. 3 S.1 Nr.1 ARegV jeweils zum 01. Januar eines Kalenderjahres eine jährliche Anpassung des VPI durch den Netzbetreiber. Die tatsächlichen Erlösobergrenzen in den Jahren 2010 bis 2012 können daher auch aus diesem Grund von den in den Anlagen genannten Werten abweichen.

4.7. Produktivitätsfaktor (Pft)

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 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 und 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). Dies bedeutet, dass jeder Netzbetreiber über die individuelle Effizienzgrenze hinaus seine Kosten bezogen auf das Vorjahr um weitere 1,25% abbauen muss.

In Anlage 1 zu § 7 der ARegV wird die in der dort aufgeführten Regulierungsformel verwendete Variable PF_t in der dazugehörigen Legende als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Weiterhin wird dort bestimmt, dass der Term PF_t in Analogie zu dem in der Regulierungsformel enthaltenen Term $\frac{VPI_t}{VPI_0}$ durch Multiplikation der einzelnen Jahreswerte einer Regulierungsperiode zu bilden ist.

Mit dem vorliegenden Beschluss werden dem Netzbetreiber die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode festgelegt. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (PF) beträgt dabei jährlich 1,25 % (siehe Anlage 1 des vorliegenden Beschlusses, Punkt 1.3 (Allgemeine Daten der Regulierungsperiode)).

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: $(1 + 0,0125)^t - 1$ (siehe dazu Anlage 1 des vorliegenden Beschlusses, Punkt 1.5 (Jahresdaten allgemein)).

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. § 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.

Im Übrigen 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 Verbraucherpreisindex bildet für sich gesehen bereits die allgemeine volkswirtschaftliche Produktivität ab. Die sektorspezifische Produktivität des Energiemarktes ist aber höher. Der Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV stellt insoweit ein Korrigendum zu dem allzu stark verallgemeinernden Verbraucherpreisindex dar.¹⁶ Es ist sachlich nicht zu rechtfertigen den Verbraucherpreisindex und damit auch den darin enthaltenen Produktivitätsfortschritt alleinig auf die beeinflussbaren Kosten anzuwenden. Eine Korrektur des Produktivitätsfortschritts muss sich auf den Verbraucherpreisindex 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 enthaltenen Unternehmen sicherstellen, dass diese Ihre Produktivitätspotentiale voll ausschöpfen. Der sich aus dem höheren Produktivitätsfortschritt ergebende Monopolgewinn darf keinesfalls perpetuiert werden.

¹⁶ BR-Drs. 417/07, S.48

Darüber hinaus wird vorgetragen, dass die durch den Verordnungsgeber 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 Verordnungsgeber 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 Verordnungsgeber 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 (§ 10 ARegV)

Für Verteilernetzbetreiber sieht § 10 Abs. 1 ARegV die Möglichkeit einer Anpassung der Erlösobergrenze vor, sofern eine nachhaltige Änderungen der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode eintritt. Eine Anwendung des § 10 ARegV im ersten Jahr der ersten Regulierungsperiode scheidet jedoch aus. Einer Berücksichtigung steht entgegen, dass für das Jahr 2009 die Erlösobergrenze erstmalig ermittelt wird. Nach dem Wortlaut der Vorschrift bezieht sich der Erweiterungsfaktor aber auf eine Anpassung einer – bereits vorhandenen - Erlösobergrenze. Dieses ist jedoch frühestens für das Jahr 2010 möglich. Darüber hinaus widerspricht es auch der Systematik und dem Sinn und Zweck der Anpassungsregelung des § 10 ARegV, sie bereits für die Festlegung der ersten Erlösobergrenze heranzuziehen. Die Ausgangsdatenbasis für die Berechnung bestimmt § 6 ARegV. Damit ist auch der zeitliche Versatz zwischen Basis für die Kostenermittlung und Wirksamwerden der Erlösobergrenzen festgeschrieben. Sie geht vielmehr davon aus, dass die Werte des Basisjahres die Ausgangslage für das erste Jahr der ersten Regulierungsperiode bilden. Diese Auslegung wird auch durch die Änderung von § 4 Abs. 3 Satz 3 ARegV durch Artikel 3 der Verordnung zur Änderung der Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung vom 08.04.2008 (BGBl. I Nr. 14 vom 11.04.2008, S. 696) deutlich. Zur Klarstellung ist der Zusatz in die Verordnung eingefügt, dass eine Anpassung der Erlösobergrenze für 2009 nicht möglich ist.

Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus Anlage 2 zu § 10 ARegV. Die Formel in Anlage 2 zu § 10 ARegV verlangt zunächst Werte für die Fläche des Versorgten Gebietes ($F_{0,i}$), die Anzahl der Anschlusspunkte ($AP_{0,i}$) oder der zeitgleichen Jahreshöchstlast ($L_{0,i}$) im Basisjahr der Anreizregulierung. Basisjahr in diesem Sinne ist nach § 6 Abs.2 ARegV das Geschäftsjahr 2006. Weiterhin sind die vorgenannten Werte im Jahr t der jeweiligen

Regulierungsperiode anzugeben ($F_{t,i} / AP_{t,i} / L_{t,i}$). Durch den Index t,i wird lediglich die Aussage getroffen, dass diese Formel sich auf ein bestimmtes Kalenderjahr in der Regulierungsperiode bezieht und nicht auf die gesamte Regulierungsperiode. Eine Aussage, in welchem Jahr der Regulierungsperiode diese Formel erstmalig Anwendung findet, ist hierdurch nicht ableitbar. Die Anwendbarkeit der Formel kann sich allein durch die Regelungen in den §§ 4 Abs. 4 Nr. 1, 10 ARegV ergeben. Auch Anlage 1 nimmt bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten Bezug auf das Jahr t der Regulierungsperiode. Die Anpassung dieser Kosten im ersten Jahr der Regulierungsperiode ist aber durch § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV ausgeschlossen. Der Bezug auf das Jahr t in den Anlagen 1 und 2 zur Anreizregulierung stellt somit lediglich klar, dass es sich hierbei um eine Variable handelt, die abhängig vom Kalenderjahr ist, sie trifft noch keine Aussage darüber, in welchem Jahr t die Formel anzuwenden ist.

Die Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe für das Jahr 2009 stehen aber zum 30. Juni des Vorjahres 2008 und auch bis zum 30.06.2009 noch nicht vollständig fest. Anlage 2 stellt aber auf Ist-Werte zum Zeitpunkt der Antragstellung (30.06.) ab; Planwerte finden keine Anwendung. Eine ex-post-Kontrolle der durch die Änderung der Versorgungsaufgabe tatsächlich entstandenen Kosten findet nicht statt. Somit muss die Änderung der Versorgungsaufgabe bereits abgeschlossen sein, um sicher von einer berücksichtigungsfähigen Kostensteigerung beim Netzbetreiber ausgehen zu können. Ersatzinvestitionen des Jahres 2009 können bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe im Folgejahr 2010 als Erweiterungsfaktor - mit Stand 30.06.2010 - beantragt werden.

Eine Berücksichtigung ist damit erstmals zum 01.01.2010 auf Grund eines Antrages zum 30.06.2009 möglich.

Wurde ein Antrag auf Erweiterungsfaktor für 2009 gestellt, wird dieser aus den dargelegten Gründen abgelehnt.

4.9 Qualitätselement

Auf die Erlösobergrenzen können gemäß § 19 Abs. 1 Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlenvorgaben abweichen (Qualitätselement).

Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselements in der ersten Regulierungsperiode bei Stromversorgungsnetzen entscheidet gemäß § 19 Abs. 2 S.1 ARegV die Regulierungsbehörde. Es soll gemäß § 19 Abs. 2 S.2 ARegV bereits zur oder im Laufe der ersten Regulierungsperiode erfolgen, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend

belastbare Datenreihen vorliegen. Derzeit sammelt die Bundesnetzagentur Datenreihen, um eine Anwendung des Qualitätselements in der ersten Regulierungsperiode zu ermöglichen.

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 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 den Saldo des Regulierungskontos im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV findet gemäß § 5 Abs. 4 S.4 ARegV nicht statt.

4.11. Zwischenergebnis (Erlösobergrenze nach Regulierungsformel)

Die sich aus der Regulierungsformel ergebenden kalenderjährlichen Erlösobergrenzen ergeben sich aus Anlage 1 dieses Beschlusses.

4.12. Periodenübergreifende Saldierung

Mehr- oder Mindererlöse der Jahre 2006 bis 2008 nach § 11 StromNEV 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. § 11 S. 1 StromNEV 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 StromNEV zu Grunde gelegten Netzkosten zu ermitteln.

Zur Ermittlung der netzscharfen periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2007 werden für die abgeschlossene Kalkulationsperiode die Absatzmengen ermittelt. Durch Multiplikation der genehmigten Entgelte mit den Istmengen und unter Hinzufügung der sonstigen realisierten Netzentgelte (z.B. individuelle Netzentgelte) werden die Erlöse aus Netzentgelten des Jahres 2007 ermittelt. Die relevanten Kosten werden gebildet, indem die genehmigten Kosten durch die tatsächlichen Kosten aus dem vorgelagerten Netz und den Kosten für vermiedene Netzentgelte bereinigt werden. Aus der Differenz der Erlöse zu den bereinigten, genehmigten Netzkosten für 2007 ergeben sich die Mehr- oder Mindererlöse. Diese Mehr- bzw. Mindererlöse werden entsprechend dem Zeitanteil linear berechnet, in dem 2007 von der Beschlusskammer genehmigte Entgelte bestanden. Der Zeitanteil der Mehr- oder Mindererlöse wird tagesgenau berechnet, wobei für das Gesamtjahr 365 Tage zugrunde gelegt werden. Für 2007 wird die Hälfte dieser Differenz als durchschnittlich gebundener Betrag bezogen auf den Genehmigungszeitraum verzinst. Der Differenzbetrag zuzüglich der Zinsen für 2007 bildet die Grundlage für die Zinsberechnung für 2008. Die Verzinsung wird dabei sowohl für Mindererlöse als auch für Mehrerlöse jeweils mit einem Zinssatz von 4,23 % berechnet. Die Berechnung des Zinssatzes ergibt sich aus der Festlegung der Beschlusskammer vom 02.05.2007 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 9/2007, S. 2017 ff.), dort heißt es *"Der Zinssatz für die Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages und des durchschnittlichen Differenzbetrages i. S. v. § 11 StromNEV wird festgelegt auf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten."*

Der so ermittelte aufgezinste Differenzbetrag wird anschließend annuitätisch mit dem Zinssatz von 4,23 % gemäß § 11 StromNEV zu einem Drittel bei der Erlösobergrenze 2009 berücksichtigt. Ein weiteres Drittel wird in die Erlösobergrenze 2010 und das verbleibende Drittel in die Erlösobergrenze 2011 einbezogen.

Die Kosten für die Nutzung des vorgelagerten Netzes sind in gleicher Weise wie die vermiedenen Netzentgelte bei der dezentralen Einspeisung unmittelbar mengenabhängig. Daher hält es die Beschlusskammer für sachgerecht die kostenseitige Auswirkung der Absatzmengenänderung auf diese beiden Positionen in der periodenübergreifenden Saldierung zu berücksichtigen.

Preisänderungen, die während der Kalkulationsperiode 2007 durch den vorgelagerten Netzbetreiber vorgenommen wurden, waren entsprechend der Kostenwälzung unmittelbar an die Netznutzer direkt weiterzugeben. Die Veränderung der vorgelagerten Netzkosten im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2007 ist daher ausschließlich mengeninduziert vorzunehmen und mit Wirkung auf die Erlösobergrenze 2009 bis 2011 zu berücksichtigen.

Im direkten Zusammenhang mit den Kosten für vorgelagerte Netzbetreiber stehen die Kosten für Aufwendungen für vermiedene Netzentgelte. In der zugrundeliegenden Entgeltgenehmigungsrunde wurden als Kosten für vermiedene Netznutzung die Ist-Werte des Basisjahres 2006 anerkannt. Da 2007 kein Basisjahr bei der Bestimmung der Erlösobergrenze darstellt, kann ein Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung die tatsächlich im Jahr 2007 entstandenen Aufwendungen nicht geltend machen. Der stetige Zuwachs dezentraler Einspeisung führt jedoch in vielen Fällen zu einem Anstieg dieser Kosten, die in dieser Position nicht über die genehmigten Netzentgelte gedeckt werden können. Aufgrund der steigenden dezentralen Einspeisung sinken jedoch die Kosten in der Position Aufwendungen für vorgelagerte Netzbetreiber, die in der periodenübergreifenden Saldierung angerechnet werden.

Um diesem Effekt Rechnung zu tragen, werden die Aufwendungen für vermiedene Netzentgelte an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen durch die Saldierung mengeninduzierter als auch preisinduzierter Effekte aus dem Jahr 2007 abgebildet.

Analog wird die Beschlusskammer im kommenden Jahr einen Mehr- oder Mindererlös für 2008 ermitteln und dem Netzbetreiber danach den Betrag mitteilen, der gemäß § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m § 11 StromNEV den genehmigten Erlösobergrenzen für 2010, 2011 und 2012 noch hinzuzurechnen ist. Der so ermittelte Betrag wird als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder Erlöse angesetzt.

4.13. Mehrerlösabschöpfung (Auflagenvorbehalt im Tenor zu 1))

Der Auflagenvorbehalt im Tenor zu 1. beruht auf § 36 Abs. 1 VwVfG. Diese Regelung ist auf gebundene Verwaltungsakte anzuwenden, die die Behörde, wie die Festlegung der Erlösobergrenzen, von Amts wegen erlässt.

Die Vorgabe stellt sicher, dass die gesetzlichen Voraussetzungen der Festlegung von kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfüllt werden. Denn durch die nachträgliche Aufnahme einer Auflage (§ 36 Abs. 2 Nr. 5 VwVfG) wird sichergestellt, dass die Beträge vom Netzbetreiber, die in der Zeit zwischen dem erstmaligen Genehmigungsantrag und der Genehmigungserteilung vereinnahmt wurden, nicht endgültig behalten werden dürfen, soweit diese über die entsprechend den Vorgaben der StromNEV gebildeten und deswegen später genehmigten Höchstpreise hinausgehen. Insofern hat der Bundesgerichtshof in seiner Rechtsprechung zur sog. „Mehrerlösabschöpfung“ (BGH, Beschl. v. 14. August 2008 –KVR 39/07) klargestellt, dass für Netzbetreiber hierauf kein Recht besteht. Der so entstandene (rechtsgrundlose) Mehrerlös muss demnach periodenübergreifend abgerechnet werden (vgl. BGH a.a.O., S. 11.). Aufgrund der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf wurden die Mehrerlöse nicht bereits im Rahmen der zweiten Entgeltgenehmigungsrunde auf Basis des Jahres 2006 abgeschöpft. Dies gilt es jetzt nachzuholen. Insofern war ein Auflagenvorbehalt

Um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung

aufzunehmen, da eine entsprechende Auflage aufgrund der zeitlichen Restriktionen des Verfahrens zum Zeitpunkt der Festlegung der Erlösobergrenzen noch nicht möglich war.

Die Beschlusskammer hat berücksichtigt, dass der Netzbetreiber keinen Vertrauensschutz genießt im Hinblick auf ein „Behaltendürfen“ der Beträge, die in der Zeit zwischen dem erstmaligen Genehmigungsantrag und der Genehmigungserteilung vereinnahmt wurden, soweit diese über die entsprechend den Vorgaben der StromNEV gebildeten und deswegen später genehmigten Höchstpreise hinausgehen. Denn bereits im inzwischen bestandskräftigen Entgeltgenehmigungsbescheid der ersten Entgeltgenehmigungsrunde wurde den Netzbetreibern die Auffassung der Bundesnetzagentur zur Kenntnis gebracht.

Die in der Vergangenheit begründeten Mehrerlöse werden in Umsetzung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs im Wege der Saldierung der Mehrerlöse mit der Erlösobergrenze abgeschöpft. Aus Gründen der Verfahrensökonomie wird dies ab dem 1.1.2010 umgesetzt.

Die Beschlusskammer wird nach Erlass dieser Festlegung daher eine Auflage zur Mehrerlösabschöpfung erlassen, die selbstständig mit Rechtsmitteln angegriffen werden kann.

Ferner weist die Beschlusskammer darauf hin, dass eine Rückabwicklung zwischen Netzbetreibern und Netznutzern durch § 23a Abs. 5 S. 1 EnWG auf Basis der niedrigeren, entsprechend der StromNEV gebildeten, Entgelte ausgeschlossen ist (siehe BGH a.a.O., S. 11.). Von diesem Grundsatz sind ggf. Ausnahmen zu rechtfertigen, wenn bereits vor dem 14.08.2008 anderslautende gerichtliche Entscheidungen ergangen sind bzw. vor diesem Zeitpunkt entsprechende Vergleiche abgeschlossen wurden.

III.

1. Tenor zu 2)

Gemäß § 4 Abs. 3 Satz 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisindex 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 dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 bis 6, 6 bis 10 und 13, Satz 2 und 3. Auch eine Änderung von Mehr- oder Mindererlösen im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 11 StromNEV führt zu einer Anpassung der Erlösobergrenze. Gemäß § 11 StromNEV 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.

Diese Verpflichtung wird gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. 29 Abs. 1 EnWG nochmals ausdrücklich angeordnet. Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs. 3 Satz 2 ARegV in diesen Fällen nicht.

2. Tenor zu 3)

Die festgelegten Erlösobergrenzen sind gemäß § 17 Abs.1 ARegV in Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen umzusetzen. Dies hat entsprechend der Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 2 und 3 der StromNEV zu erfolgen (§ 17 Abs.1 S.2 ARegV). § 30 StromNEV bleibt gem. § 17 Abs.1 S.3 ARegV unberührt.

Der Netzbetreiber ist gemäß § 28 Nr. 3 ARegV verpflichtet, die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten, insbesondere die in dem Bericht nach § 28 ARegV i.V.m. § 20 Abs. 2 StromNEV enthaltenen Daten vorzulegen. Hierzu gehören nach § 20 Abs. 2 StromNEV die in einer sachkundigen Weise dargestellte schriftliche Dokumentation der Verprobung.

Nach Maßgabe der §§ 29 Abs.1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zum 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 die Übermittlung der Unterlagen innerhalb von 8 Wochen nach Zugang dieses Bescheids zu erfolgen hat.

3. Tenor zu 4)

Gemäß § 30 Abs. 2 Nr. 6 StromNEV kann die Regulierungsbehörde sachgerechte Entgelte in Abweichung von § 17 Abs. 8 StromNEV festlegen. Die genannten Regelungen dienen der Gewährleistung einer sachgerechten und netzbetreiberübergreifend einheitlichen Entgeltstruktur. Im Hinblick auf § 21b Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. der Messzugangsverordnung (MessZV) wonach die Messdienstleistung von einem Dritten übernommen werden kann und im Hinblick auf § 21b Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG, wonach Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen bei Erfüllung der notwendigen Voraussetzungen von einem Dritten durchgeführt werden können, wird festgelegt, dass Netzbetreiber Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb getrennt auszuweisen haben. Diese Darstellungsweise erlaubt den Vergleich der Entgelte mit konkurrierenden Angeboten.

Werden die Messung und/oder der Messstellenbetrieb von einem Dritten übernommen, so reduziert sich das Messentgelt um die hierfür gesondert ausgewiesenen Entgeltanteile.

4. Tenor zu 5)

Die Anordnung des Tenors zu 5) ergeht auf 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. Gleiches gilt im Falle einer Anpassung der Erlösobergrenzen aufgrund der Änderung von Mehr- oder Mindererlösen im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 11 StromNEV. Denn auch in diesem Fall entspricht es Sinn und Zweck der Norm, die Netzkunden zeitnah von einem Sinken der Erlösobergrenze profitieren zu lassen.

Im Falle der Anpassung der Netzentgelte hat der Netzbetreiber gemäß § 28 Nr. 3 ARegV die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten entsprechend den Vorgaben des Tenors zu 4) zu übermitteln.

5. Tenor zu 6)

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 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.

Der Netzbetreiber ist gemäß § 28 Nr. 3 ARegV verpflichtet, die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten, insbesondere die in dem Bericht nach § 28 ARegV i.V.m. § 20 Abs. 2 StromNEV enthaltenen Daten vorzulegen. Hierzu gehören die Verprobungsrechnung und die in einer sachkundigen Weise dargestellte schriftliche Dokumentation der Entgeltbildung.

Nach Maßgabe der §§ 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zur Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 zu erhebenden und mitzuteilenden Daten treffen. In Ausübung dieses Befugnis ordnet sie an, dass die Übermittlung der Verprobungsrechnung und der Dokumentation der Entgeltbildung innerhalb von 8 Wochen nach Zugang des Bescheids zu erfolgen hat. Damit

wird den Netzbetreiber ausreichend Zeit gewährt, die festgelegten Erlösobergrenzen gem. § 17 ARegV in Entgelte umzusetzen.

6. Tenor zu 7)

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

In Ausübung ihrer Befugnis nach § 29 Abs. 1 EnWG, §§ 32 Abs. 1 Nr. 11 i.V.m. 28 Nr. 2 ARegV ordnet die Beschlusskammer an, dass die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen sowie die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen zu übermitteln sind.

7. Tenor zu 8)

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 zur Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 zu erhebenden und mitzuteilenden Daten 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.

8. Tenor zu 9)

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.

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

9. Tenor zu 10)

Im Fall der Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags in die Erlösobergrenze hat der Netzbetreiber gemäß § 28 Nr.7 ARegV der Regulierungsbehörde die Differenz nach § 25 Abs. 3 S.1 ARegV mitzuteilen, d.h. den Differenzbetrag zwischen einbezogenem pauschalierten Investitionszuschlag und den standardisierten Kapitalkosten aus den tatsächlich erfolgten Investitionen (§ 25 Abs. 3 S. 1 ARegV). Darüber hinaus ist nach § 28 Nr. 7 ARegV eine für einen sachverständigen Dritten nachvollziehbare Darstellung der zur Ausschöpfung des beantragten pauschalierten Investitionszuschlags erfolgten Investitionen und ihrer Kostenwirksamkeit zu erstellen.

Nach Maßgabe der §§ 29 Abs.1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zur Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen treffen.

In Ausübung dieser Befugnis ordnet sie an, dass die Mitteilung gemäß § 28 Nr.7 ARegV jährlich zu erfolgen hat. Nur so ist gewährleistet, dass kontinuierlich die Investitionstätigkeit des Netzbetreibers im Ablauf der Regulierungsperiode dokumentiert wird. Die Vorgabe, dass die Übermittlung acht Wochen nach Vorliegen des geprüften Jahresabschlusses zu erfolgen hat, gibt dem Netzbetreiber ausreichend Zeit, die tatsächlich erfolgten Investitionen zu dokumentieren.

10. Tenor zu 11)

Die Begründung für die Ablehnung des Antrags auf Gewährung eines Erweiterungsfaktors findet sich unter Punkt 4.8.

11. Verstoß gegen Auflagen

Bei Verletzung der in Ziff. 2) -10) des Tenors genannten Verpflichtungen stehen der Bundesnetzagentur die Befugnisse nach § 94 EnWG zur Verfügung.

IV.

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

V.

Die beigefügten Anlagen 1 bis 8 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 03.02.2009

Vorsitzender



Fuß

Beisitzer



Bender

Beisitzer



Matz

Stammdaten	
Aktenzeichen:	BK8-08/1016-11
Netzbetreiber:	SWM Infrastruktur GmbH
Bundesland:	Bayern
Zuständigkeit:	Bund
Verfahren:	Regelverfahren
Basisjahr:	2006
Betriebsnummer:	10001016
Netznummer:	1

Inhaltsverzeichnis

A1 Erlösobergrenze
A2 Aufwandsparameter
A3 Vergleichsparameter
A4 Vergleichbarkeitsrechnung
A5 Ergebnis Effizienzvergleich
A6 Anpassung EK-Verzinsung
A7 Anerkennungsfähige PS
A8 Pauschalierter Investitionszuschlag

Um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung

2-7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln (Nr. 7)	
2-8	Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV (Nr. 8)	
2-9	Betrieb- und Tarifvertrag, vereinbar zu Lohnsatz- und Versammlungskost. (Abschl. vor 31.12.08) (Nr. 9)	
2-10	Betriebs- und Personalkosten (Nr. 10)	
2-11	Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskinderkassenstellen (Nr. 11)	
2-12	pauschalierter Investitionszuschlag nach § 25 ARagV (Nr. 12)	
2-13	Auflösung von BKZ / Netzanchlusskostenbeträgen in Verbindung mit der StromNEV (Nr. 13)	
2	Summe	
3	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile KAdnb	

2.3. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile ($K_{Adnb} + (1-V) \times K_{Ab}$)									
4	Gesamtkostenanteile ohne dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	$K_{Adnb} + K_{Ab}$							
5	Bereinigter Effizienzwert	EW_b							
6	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile	K_{Adnb}							
7	Beeinflussbarer Kostenanteil	$100\% - EW_b$							
8	Beeinflussbare Kostenanteile	K_{Ab}							
9	Nicht abgebauter Teil der beeinflussbaren Kostenanteile	$1 - V$							
10	Nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	$(1 - V) \times K_{Ab}$							
11	Abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	$V \times K_{Ab}$							
12	Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile zzgl. nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	$K_{Adnb} + (1 - V) \times K_{Ab}$							
2.4. Verbraucherpreisindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)									
13	anzuwendender VPI	$VPI_{2006} (= VPI_0)$							
14	Verbraucherpreisindex nach § 8 ARagV	VPI_t	101,60	103,90	106,25	108,66	111,12	113,63	
15	Entwicklung des Verbraucherpreisindex bezogen auf Basisjahr	VPI_t / VPI_0		1,0228	1,0458	1,0695	1,084	1,118	
16	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARagV	PF_t	1,25%	0,0125	0,0252	0,0380	0,0509	0,0641	
17	Verbraucherpreisindex / Produktivitätsfortschritt	$(VPI_t / VPI_0) - PF_t$		1,0101	1,01%	1,0288	2,08%	1,0315	3,16%
18	Jährliche Kostenanteile "mb" + "nb" mit VPI und PF	$(K_{Adnb} + (1 - V) \times K_{Ab}) \times (VPI_t / VPI_0 - PF_t)$							5,45%
2.5. Erweiterungsfaktor (EF)									
19	Erweiterungsfaktor nach § 4, § 10 ARagV	EF_t	(Anwendung ab 2010)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
20	Jährliche Kostenanteile "mb" + "nb" mit VPI und PF sowie EF	$(K_{Adnb} + (1 - V) \times K_{Ab}) \times (VPI_t / VPI_0 - PF_t) \times EF$							
2.6. Qualitätselement (Q)									
21	Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenze nach § 19 Abs. 1 ARagV	Q_t	(Anwendung ab 2010)	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
2.7. Saldo des Regulierungskontos (S)									
22	Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 4 ARagV	S_t	(Keine Anwendung in der 1. Periode)	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
2.8. Zwischenergebnis Erlösbergrenze nach Regulierungsformel (EO)									
23	Erlösbergrenze nach Regulierungsformel (EO)	$EO_t = K_{Adnb} + (1 - V) \times K_{Ab} \times (VPI_t / VPI_0 - PF_t) \times EF + S_t$							
2.9. Härtefall (NZH)									
24	Nicht zumutbare Härte nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARagV	NZH_t		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
2.10. Periodenübergreifende Saldierung (PS)									
25	Saldo Periodenübergreifende Saldierung 2006 einschl. Zinsen nach § 34 Abs. 1a ARagV	$PS_{2006,t}$		0 €	0 €				
26	Saldo Periodenübergreifende Saldierung 2007 einschl. Zinsen nach § 34 Abs. 1a ARagV	$PS_{2007,t}$							
27	Saldo Periodenübergreifende Saldierung 2008 einschl. Zinsen nach § 34 Abs. 1a ARagV	$PS_{2008,t}$			0 €	0 €	0 €		
3. Kalenderjährliche Erlösbergrenze									
Kalenderjährliche Erlösbergrenze		$EO_{t, kalenderjährlich}$							

Um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung

Zeile	Position	Kostenarten	genehmigte Kosten	Position (Minus)	Umbuchung (Minus)	Position (Plus)	Umbuchung (Plus)	Netzkosten nach Umbuchungen	Korrekturen der Regulierungsbehörde	Netzkosten nach Korrekturen der Regulierungsbehörde	davon	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 II ARegV	Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV	Aufwandsparameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV
3	I.	Erfassung der Kostenarten												
4	1.	Aufwandsgleiche Kosten												
5	1.1.	Materialkosten												
6	1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe												
7	1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie												
8	1.1.1.2.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen												
9	1.1.1.2.a.	davon nach EEG												
10	1.1.1.2.b.	davon nach KWKG												
11	1.1.1.2.c.	davon nach § 18 StromNEV												
12	1.1.1.3.	Betriebsverbrauch												
13	1.1.1.4.	Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardisierungen												
14	1.1.1.5.	Sonstiges												
15	1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen												
16	1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber												
17	1.1.2.2.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur												
18	1.1.2.3.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung												
19	1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen												
20	1.1.2.5.	Sonstiges												
21	1.2.	Personalkosten												
22	1.2.1.	Löhne und Gehälter (ohne die Positionen 1.2.1.1. und 1.2.1.2.)												
23	1.2.1.1.	der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalarbeitsleistung												
24	1.2.1.2.	der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen												
25	1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung												
26	1.2.2.1.	davon für Altersversorgung												
27	1.2.2.2.	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen												
28	1.2.2.3.	davon betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind												
29	1.2.2.4.	davon Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Nutzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen												
30	1.3.	Fremdkapitalzinsen												
31	1.3.1.	davon gegenüber verbundenen Unternehmen												
32	1.3.2.	davon gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht												
33	1.3.3.	davon gegenüber Kreditinstituten												
34	1.3.4.	Sonstiges												
35	1.4.	Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)												
36	1.5.	Sonstige betriebliche Kosten												
37	1.5.1.	davon Konzessionsabgaben												
38	1.5.2.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge												
39	1.5.3.	davon Versicherungen												
40	1.5.4.	davon Büromaterial, Drucksachen und Zeitschriften												
41	1.5.5.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten												
42	1.5.6.	davon Rechts- und Beratungskosten												
43	1.5.7.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden												
44	1.5.8.	davon Reisekosten und Ausflüge												
45	1.5.9.	davon Bewirtung und Geschenke												
46	1.5.10.	davon Wartung und Instandsetzung												
47	1.5.11.	davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen												
48	1.5.12.	Sonstiges												
49	1.6.	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie von Erdkabeln nach § 21a Abs. 4 Satz 3 zweiter Halbsatz des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit diese nicht in Investitionsbudget												
50	2.	Abschreibungen												
51	2.1.	Kalk. Abschreibungen Sachanlagevermögen												
52	2.1.1.	Kalk. Abschreibungen Kabel												
53	2.1.1.1.	Kalk. Abschreibungen Kabel 220 kV												
54	2.1.1.2.	Kalk. Abschreibungen Kabel 110 kV												
55	2.1.1.3.	Kalk. Abschreibungen Kabel Mittelspannungsnetz												
56	2.1.1.4.	Kalk. Abschreibungen Kabel 1 kV												
57	2.1.1.5.	Kalk. Abschreibungen Kabel Abnehmeranschlüsse												
58	2.1.2.	Kalk. Abschreibungen Freileitungen												
59	2.1.2.1.	Kalk. Abschreibungen Freileitungen 110 - 380 kV												
60	2.1.2.2.	Kalk. Abschreibungen Freileitungen Mittelspannungsnetz												
61	2.1.2.3.	Kalk. Abschreibungen Freileitungen 1 kV												
62	2.1.2.4.	Kalk. Abschreibungen Freileitungen Abnehmeranschlüsse												
63	2.1.3.	Kalk. Abschreibungen übrige Netzanlagen für Hochspannungsübertragung												
64	2.1.3.1.	Kalk. Abschreibungen Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafos und Schalter												
65	2.1.3.2.	Kalk. Abschreibungen Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automationsanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafos- und Schaltanlagen												
66	2.1.3.3.	Kalk. Abschreibungen Sonstiges												
67	2.1.4.	Kalk. Abschreibungen übrige Netzanlagen des Verteilungsbetriebs												
68	2.1.4.1.	Kalk. Abschreibungen Stationen mit elektrischen Einrichtungen												
69	2.1.4.1.a.	Kalk. Abschreibungen 380/220/110/30/10 kV-Stationen												
70	2.1.4.1.b.	Kalk. Abschreibungen Hauptverteilerstationen												
71	2.1.4.1.c.	Kalk. Abschreibungen Ortsnetzstationen												
72	2.1.4.1.d.	Kalk. Abschreibungen Kundenstationen												
73	2.1.4.1.e.	Kalk. Abschreibungen Stationsgebäude												
74	2.1.4.1.f.	Kalk. Abschreibungen Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen												
75	2.1.4.1.g.	Kalk. Abschreibungen elektrische Hebezeuge und Lastenrutsche einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen												
76	2.1.4.1.h.	Kalk. Abschreibungen Schalteinrichtungen												

Um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung

Zeile	Position	Kostenarten	genehmigte Kosten	Position (Minus)	Umbuchung (Minus)	Position (Plus)	Umbuchung (Plus)	Netzkosten nach Umbuchungen	Korrekturen der Regulierungs- behörde	Netzkosten nach Korrekturen der Regulierungs- behörde	davon	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 II ARegV	Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV	Aufwandsparameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV
77	2.1.4.1.	Kalk. Abschreibungen Rundfunk-, Fernseh-, Fernmelde-, Feinmess-, Automatenanlagen, Sprech- und Spannungswandler, Netzschutzrichtungen												
78	2.1.4.2.	Kalk. Abschreibungen Ortsnetz-Transformatorstationen, Kabelverteilerschrank												
79	2.1.4.3.	Kalk. Abschreibungen Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger												
80	2.1.4.4.	Kalk. Abschreibungen Fernsprechanlagen												
81	2.1.4.5.	Kalk. Abschreibungen Fahrbare Stromaggregate												
82	2.1.5.	Kalk. Abschreibungen Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen												
83	2.1.6.	Kalk. Abschreibungen Betriebsgebäude												
84	2.1.7.	Kalk. Abschreibungen Verwaltungsgebäude												
85	2.1.8.	Kalk. Abschreibungen Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)												
86	2.1.9.	Kalk. Abschreibungen Werkzeuge/Geräte												
87	2.1.10.	Kalk. Abschreibungen Lageranlage												
88	2.1.11.	Kalk. Abschreibungen EDV-Anlagen												
89	2.1.11.1.	Kalk. Abschreibungen Hardware												
90	2.1.11.2.	Kalk. Abschreibungen Software												
91	2.1.12.	Kalk. Abschreibungen Fahrzeuge												
92	2.1.12.1.	Kalk. Abschreibungen Leichtfahrzeuge												
93	2.1.12.2.	Kalk. Abschreibungen Schwerfahrzeuge												
94	2.2.	Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen												
95	2.2.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten												
96	2.2.2.	Sonstiges												
97	2.3.	Abschreibungen Finanzanlagen												
98	3.	Kalk. Eigenkapitalzinsen												
99	4.	Kalk. Gewerbesteuer												
100	I.a.	Netzkosten i.a. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse												
101	5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge												
102	5.1.	Erhöhte Konzessionsabgaben												
103	5.2.	Aktivierbare Eigenleistungen												
104	5.3.	Erträge aus Beteiligungen												
105	5.3.1.	davon aus verbundenen Unternehmen												
106	5.4.	Erträge aus Auflösung von Netzanlagenbeiträgen												
107	5.5.	Erträge aus Auflösung von Baukostenzuschüssen												
108	5.6.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens												
109	5.6.1.	davon aus verbundenen Unternehmen												
110	5.7.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge												
111	5.7.1.	Erträge aus Finanzanlagen												
112	5.7.1.1.	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen												
113	5.7.1.2.	davon Erträge aus Cash-Pooling												
114	5.7.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen												
115	5.7.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen												
116	5.7.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)												
117	5.7.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht												
118	5.7.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen												
119	5.7.3.	Erträge aus Wertpapieren												
120	5.7.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten												
121	5.7.5.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge												
122	5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge												
123	5.8.1.	Erlöse aus EEG												
124	5.8.1.1.	davon aus Weitergabe des aufgenommenen EEG-Stroms (§ 4 EEG)												
125	5.8.2.	Erlöse aus KWK-G												
126	5.8.2.1.	davon aus KWK-Stromverkauf (§ 4 Abs. 2 KWK-G)												
127	5.8.2.2.	davon aus Ausgleichszahlungen von ÜNB (§ 9 Abs. 1 KWK-G)												
128	5.8.3.	sonstige betriebliche Erlöse und Erträge												
129	I.b.	Netzkosten i.b. nach Abzug kostenmindernder Erlöse												
130	6.	Periodenübergreifende Saldierung												
131	6.1.	Kostenmindernd anzusetzender Betrag gem. § 11 StromNEV												
132	6.2.	Kostenerhöhend anzusetzender Betrag gem. § 11 StromNEV												
133	I.c.	Netzkosten i.c. nach Abzug der kostenmindernden Erlöse sowie nach periodenübergreifender Saldierung												
134		OPEX												
135		CAPEX												
136		kostenmindernde Erlöse und Erträge												
137		Kalk. Gewerbesteuer												

Nr.	Strukturparameter	Wert	Einheit
1	Summe der Anschlusspunkte in den Ebenen Hochspannung (HS) / Mittelspannung (MS) / Niederspannung (NS)		Anzahl
2	Stromkreislänge Kabel in der Mittelspannung (MS)	3.842	km
3	Stromkreislänge Freileitung in der Mittelspannung (MS)	99	km
4	Jahreshöchstlast der Umspannung Hoch-/Mittelspannung (HS/MS)	1.148.653	kW
5	Jahreshöchstlast der Umspannung Mittel-/Niederspannung (MS/NS)	744.688	kW
6	Umspannstationen		Anzahl
7	Installierte dezentrale Erzeugerleistungen aller EEG-Anlagen, KWK-Anlagen und aller sonstigen Anlagen		kVA
8	Versorgte Fläche in der Niederspannung (NS)	192	km ²
9	Leitungslänge Kabel in der Hochspannung (HS) korrigiert um Fremdnutzungsanteil	390	km
10	Leitungslänge Freileitung in der Hochspannung (HS) korrigiert um Fremdnutzungsanteil	185	km
11	Leitungslänge in der Niederspannung (NS)	7.862	km

letztes abgeschl. GJ	§ 14 Abs. 2 ARegV
2006	EK-Zins:
Gewichteter Zinssatz:	6,50%
3,62%	Gewicht EK-Zins:
	40%
	FK-Zins:
	2,90%
	Gewicht FK-Zins:
	35%
	sonst. Zins
	0,00%
	Gewicht sonst. Zins:
	25%

	Anlagengruppe	Abschreibungsdauer (Jahre) Untergrenze	Tagesneuwerte [€]	Annuitätische Kosten pro Anlagengruppe
2.1.1.	Kabel			
2.1.1.1.	Kabel 220 kV	40		
2.1.1.2.	Kabel 110 kV	40		
2.1.1.3.	Kabel Mittelspannungsnetz	40		
2.1.1.4.	Kabel 1 kV	40		
2.1.1.5.	Kabel Abnehmeranschlüsse	35		
2.1.2.	Freileitungen			
2.1.2.1.	Freileitungen 110-380kV	40		
2.1.2.2.	Freileitungen Mittelspannungsnetz	30		
2.1.2.3.	Freileitungen 1 kV	30		
2.1.2.4.	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	30		
2.1.3.	Übrige Netzanlagen für Hochspannungsübertragung			
2.1.3.1.	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35		
2.1.3.2.	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25		
2.1.3.3.	Sonstiges	20		
2.1.4.	Übrige Netzanlagen des Verteilungsbetriebs			
2.1.4.1.	Stationen mit elektrischen Einrichtungen			
2.1.4.1.a.	380 / 220/110/30/10 kV-Stationen	25		
2.1.4.1.b.	Hauptverleilerstationen	25		
2.1.4.1.c.	Ortsnetzstationen	30		
2.1.4.1.d.	Kundenstationen	30		
2.1.4.1.e.	Stationsgebäude	30		
2.1.4.1.f.	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	25		
2.1.4.1.g.	Ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Aussenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25		
2.1.4.1.h.	Schaltanlagen	30		
2.1.4.1.i.	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25		
2.1.4.2.	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverleilerstationen	30		
2.1.4.3.	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20		
2.1.4.4.	Fernsprechleitungen	30		
2.1.4.5.	Fahrbare Stromaggregate	15		
2.1.5.	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25		
2.1.6.	Betriebsgebäude	50		
2.1.7.	Verwaltungsgebäude	60		
2.1.8.	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	8		
2.1.9.	Werkzeuge/ Geräte	14		
2.1.10.	Lagereinrichtung	14		
2.1.11.	EDV-Anlagen			
2.1.11.1.	Hardware	4		
2.1.11.2.	Software	3		
2.1.12.	Fahrzeuge			
2.1.12.1.	Leichtfahrzeuge	5		
2.1.12.2.	Schwerfahrzeuge	8		
Gesamt:				

Bestandspositionen			
3.1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens		
3.1.2.4.	Grundstücke zu AK/HK		
3.1.2.5.	Sonstiges		
3.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände		
3.2.4.	Grundstücke zu AK/HK		
3.2.5.	Sonstiges		
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen		
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens		
	Summe		
	zusätzliche Zinsen		

Zeile		Hist. AK/HK bezogen auf das Anschaffungsjahr[G]	Index	Tagesneuwerte
5	2006		1,0000	
6	2005		1,0341	
7	2004		1,0248	
8	2003		1,0123	
9	2002		1,0013	
10	2001		0,9922	
11	2000		0,9957	
12	1999		1,0242	
13	1998		1,0146	
14	1997		1,0018	
15	1996		0,9565	
16	1995		0,9263	
17	1994		0,9217	
18	1993		0,9060	
19	1992		0,9032	
20	1991		0,9246	
21	1990		0,9478	
22	1989		0,9475	
23	1988		0,9657	
24	1987		0,9988	
25	1986		1,0157	
26	1985		1,0130	
27	1984		1,0318	
28	1983		1,0504	
29	1982		1,0694	
30	1981		1,0772	
31	1980		1,1157	
32	1979		1,2205	
33	1978		1,3134	
34	1977		1,3482	
35	1976		1,3633	
36	1975		1,3695	
37	1974		1,3463	
38	1973		1,4434	
39	1972		1,5194	
40	1971		1,5295	
41	1970		1,5022	
42	1969		1,5919	
43	1968		1,6631	
44	1967		1,6728	
45	1966		1,5492	
46	1965		1,6472	
47	1964		1,7377	
48	1963		1,8723	
49	1962		1,8955	
50	1961		1,9404	
51	1960		1,9311	
52	1959		1,9819	
53	1958		2,0580	
54	1957		2,1025	
55	1956		0,0000	
56	1955		0,0000	
57	Kabel 220 kV		Summe	
58	2006		1,0000	
59	2005		1,0341	
60	2004		1,0248	
61	2003		1,0123	
62	2002		1,0013	
63	2001		0,9922	
64	2000		0,9957	
65	1999		1,0242	
66	1998		1,0146	
67	1997		1,0018	
68	1996		0,9565	
69	1995		0,9263	
70	1994		0,9217	
71	1993		0,9060	
72	1992		0,9032	
73	1991		0,9246	
74	1990		0,9478	
75	1989		0,9475	
76	1988		0,9657	
77	1987		0,9988	
78	1986		1,0157	
79	1985		1,0130	
80	1984		1,0318	
81	1983		1,0504	
82	1982		1,0694	
83	1981		1,0772	
84	1980		1,1157	
85	1979		1,2205	
86	1978		1,3134	
87	1977		1,3482	
88	1976		1,3633	

89	1975	1,3895
90	1974	1,3463
91	1973	1,4434
92	1972	1,5194
93	1971	1,5295
94	1970	1,5022
95	1969	1,5919
96	1968	1,6631
97	1967	1,6728
98	1966	1,5492
99	1965	1,6472
100	1964	1,7377
101	1963	1,8723
102	1962	1,8955
103	1961	1,9404
104	1960	1,9311
105	1959	1,9618
106	1958	2,0580
107	1957	2,1025
108	1956	0,0000
109	1955	0,0000
110	Kabel 110 kV	Summe
111	2006	1,0000
112	2005	1,0341
113	2004	1,0248
114	2003	1,0123
115	2002	1,0019
116	2001	0,9922
117	2000	0,9957
118	1999	1,0242
119	1998	1,0146
120	1997	1,0018
121	1996	0,9565
122	1995	0,9263
123	1994	0,9217
124	1993	0,9060
125	1992	0,9032
126	1991	0,9246
127	1990	0,9478
128	1989	0,9475
129	1988	0,9657
130	1987	0,9988
131	1986	1,0157
132	1985	1,0130
133	1984	1,0318
134	1983	1,0504
135	1982	1,0694
136	1981	1,0772
137	1980	1,1157
138	1979	1,2205
139	1978	1,3134
140	1977	1,3482
141	1976	1,3633
142	1975	1,3895
143	1974	1,3483
144	1973	1,4434
145	1972	1,5194
146	1971	1,5295
147	1970	1,5022
148	1969	1,5919
149	1968	1,6631
150	1967	1,6728
151	1966	1,5492
152	1965	1,6472
153	1964	1,7377
154	1963	1,8723
155	1962	1,8955
156	1961	0,0000
157	1960	0,0000
158	Kabel Mittelspannungsnetz	Summe
159	2006	1,0000
160	2005	1,0465
161	2004	1,0457
162	2003	1,0384
163	2002	1,0289
164	2001	1,0235
165	2000	1,0317
166	1999	1,0496
167	1998	1,0408
168	1997	1,0222
169	1996	0,9884
170	1995	0,9879
171	1994	1,0041
172	1993	1,0010
173	1992	1,0182
174	1991	1,0656
175	1990	1,1139
176	1989	1,1561
177	1988	1,1786
178	1987	1,2009
179	1986	1,2250
180	1985	1,2425
181	1984	1,2586
182	1983	1,2633
183	1982	1,2484
184	1981	1,2366
185	1980	1,2794
186	1979	1,4325
187	1978	1,5540
188	1977	1,5985

189	1976	1,6074
190	1975	1,6458
191	1974	1,5664
192	1973	1,6974
193	1972	1,7628
194	1971	1,7812
195	1970	1,7633
196	1969	1,9129
197	1968	2,0280
198	1967	2,0198
199	1966	1,8848
200	1965	1,9996
201	1964	2,0469
202	1963	2,1275
203	1962	2,1371
204	1961	0,0000
205	1960	0,0000
206	Kabel 1 kV	Summe
207	2006	1,0000
208	2005	1,0070
209	2004	1,0005
210	2003	0,9866
211	2002	0,9823
212	2001	0,9822
213	2000	0,9856
214	1999	0,9911
215	1998	0,9877
216	1997	0,9847
217	1996	0,9800
218	1995	0,9824
219	1994	0,9822
220	1993	0,9788
221	1992	1,0097
222	1991	1,0648
223	1990	1,1095
224	1989	1,1508
225	1988	1,1689
226	1987	1,1890
227	1986	1,2230
228	1985	1,2518
229	1984	1,2665
230	1983	1,2785
231	1982	1,2785
232	1981	1,2957
233	1980	1,3452
234	1979	1,4737
235	1978	1,5631
236	1977	1,6192
237	1976	1,6572
238	1975	1,6959
239	1974	1,7023
240	1973	1,8346
241	1972	1,9313
242	1971	1,9737
243	1970	2,0330
244	1969	2,1860
245	1968	2,2929
246	1967	2,3048
247	1966	2,2265
248	1965	2,3335
249	1964	2,4047
250	1963	2,5002
251	1962	2,5382
252	1961	0,0000
253	1960	0,0000
254	Kabel Abnehmeranschlüsse	Summe
255	2006	1,0000
256	2005	1,0008
257	2004	1,0279
258	2003	1,0345
259	2002	1,0162
260	2001	0,9999
261	2000	1,0091
262	1999	1,0300
263	1998	1,0328
264	1997	1,0421
265	1996	1,0253
266	1995	1,0225
267	1994	1,0243
268	1993	1,0100
269	1992	1,0251
270	1991	1,0607
271	1990	1,0875
272	1989	1,1118
273	1988	1,1245
274	1987	1,1382
275	1986	1,1692
276	1985	1,2058
277	1984	1,2156
278	1983	1,2208
279	1982	1,2241
280	1981	1,3074
281	1980	1,3911
282	1979	1,5083
283	1978	1,5764
284	1977	1,5638
285	1976	1,6100
286	1975	1,6615
287	1974	1,6787
288	1973	1,7978

289	1972	1,8938
290	1971	1,9005
291	1970	1,9450
292	1969	2,1251
293	1968	2,3034
294	1967	2,2878
295	1966	2,1417
296	1965	2,2583
297	1964	2,3770
298	1963	2,4609
299	1962	2,4524
300	1961	2,5180
301	1960	2,5766
302	1959	2,6096
303	1958	2,6020
304	1957	2,7568
305	1956	0,0000
306	1955	0,0000
307	Freileitungen 110-380kV	Summe
308	2006	1,0000
309	2005	0,9995
310	2004	1,0092
311	2003	1,0029
312	2002	0,9878
313	2001	0,9769
314	2000	0,9816
315	1999	0,9908
316	1998	0,9890
317	1997	0,9895
318	1996	0,9670
319	1995	0,9643
320	1994	0,9769
321	1993	0,9695
322	1992	0,9656
323	1991	1,0409
324	1990	1,0766
325	1989	1,1112
326	1988	1,1262
327	1987	1,1409
328	1986	1,1748
329	1985	1,2096
330	1984	1,2179
331	1983	1,2269
332	1982	1,2310
333	1981	1,2932
334	1980	1,3696
335	1979	1,4894
336	1978	1,5700
337	1977	1,5915
338	1976	1,6377
339	1975	1,6845
340	1974	1,6931
341	1973	1,8102
342	1972	1,9085
343	1971	1,9470
344	1970	2,0086
345	1969	2,1842
346	1968	2,3358
347	1967	2,3364
348	1966	0,0000
349	1965	0,0000
350	Freileitungen Mittelspannungsnetz	Summe
351	2006	1,0000
352	2005	1,0008
353	2004	0,9988
354	2003	0,9826
355	2002	0,9714
356	2001	0,9663
357	2000	0,9727
358	1999	0,9727
359	1998	0,9680
360	1997	0,9631
361	1996	0,9412
362	1995	0,9479
363	1994	0,9695
364	1993	0,9622
365	1992	0,9867
366	1991	1,0515
367	1990	1,0905
368	1989	1,1301
369	1988	1,1419
370	1987	1,1553
371	1986	1,1950
372	1985	1,2334
373	1984	1,2418
374	1983	1,2527
375	1982	1,2554
376	1981	1,3106
377	1980	1,3799
378	1979	1,5055
379	1978	1,5847
380	1977	1,6277
381	1976	1,6761
382	1975	1,7188
383	1974	1,7372
384	1973	1,8662
385	1972	1,9767
386	1971	2,0355
387	1970	2,1130
388	1969	2,2639

389	1968	2,3953
390	1967	2,4140
391	1966	0,0000
392	1965	0,0000
393	Freileitungen 1 kV	Summe
394	2006	1,0000
395	2005	1,0379
396	2004	1,0350
397	2003	1,0206
398	2002	1,0095
399	2001	1,0045
400	2000	1,0101
401	1999	1,0171
402	1998	1,0072
403	1997	0,9910
404	1996	0,9677
405	1995	0,9683
406	1994	0,9960
407	1993	0,9907
408	1992	1,0154
409	1991	1,0611
410	1990	1,0936
411	1989	1,1218
412	1988	1,1438
413	1987	1,1730
414	1986	1,2103
415	1985	1,2274
416	1984	1,2352
417	1983	1,2366
418	1982	1,2360
419	1981	1,2599
420	1980	1,3260
421	1979	1,4766
422	1978	1,5817
423	1977	1,6001
424	1976	1,5991
425	1975	1,6493
426	1974	1,5204
427	1973	1,6303
428	1972	1,7353
429	1971	0,0000
430	1970	0,0000
431	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	Summe
432	2006	1,0000
433	2005	1,1193
434	2004	1,1489
435	2003	1,1609
436	2002	1,1734
437	2001	1,1716
438	2000	1,1636
439	1999	1,1598
440	1998	1,1500
441	1997	1,1546
442	1996	1,1359
443	1995	1,1309
444	1994	1,1371
445	1993	1,1411
446	1992	1,1517
447	1991	1,1790
448	1990	1,2159
449	1989	1,2371
450	1988	1,2694
451	1987	1,3013
452	1986	1,3198
453	1985	1,3340
454	1984	1,3519
455	1983	1,3513
456	1982	1,3902
457	1981	1,4465
458	1980	1,5086
459	1979	1,5908
460	1978	1,6565
461	1977	1,6758
462	1976	1,7147
463	1975	1,7983
464	1974	1,8555
465	1973	2,0148
466	1972	2,0543
467	1971	2,0696
468	1970	2,0877
469	1969	2,2500
470	1968	2,3009
471	1967	2,2038
472	1966	2,0948
473	1965	2,1678
474	1964	2,2436
475	1963	2,3076
476	1962	2,2788
477	1961	0,0000
478	1960	0,0000
479	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	Summe
480	2006	1,0000
481	2005	1,0537
482	2004	1,0641
483	2003	1,0679
484	2002	1,0760
485	2001	1,0762
486	2000	1,0645
487	1999	1,0312
488	1998	1,0145

489	1997	1,0186
490	1996	1,0216
491	1995	1,0166
492	1994	1,0135
493	1993	1,0143
494	1992	0,9941
495	1991	0,9832
496	1990	0,9960
497	1989	1,0064
498	1988	1,0160
499	1987	1,0277
500	1986	1,0385
501	1985	1,0467
502	1984	1,0570
503	1983	1,0649
504	1982	1,0946
505	1981	1,1383
506	1980	1,1770
507	1979	1,2252
508	1978	1,2931
509	1977	1,2865
510	1976	0,0000
511	1975	0,0000
512	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	Summe
513	2006	1,0000
514	2005	1,0098
515	2004	1,0188
516	2003	1,0260
517	2002	1,0270
518	2001	1,0280
519	2000	1,0363
520	1999	1,0409
521	1998	1,0480
522	1997	1,0523
523	1996	1,0544
524	1995	1,0620
525	1994	1,0631
526	1993	1,0709
527	1992	1,0788
528	1991	1,0884
529	1990	1,1261
530	1989	1,1361
531	1988	1,1764
532	1987	1,2241
533	1986	1,2418
534	1985	1,2448
535	1984	1,2695
536	1983	1,2902
537	1982	1,3303
538	1981	1,3693
539	1980	1,4364
540	1979	1,5444
541	1978	1,6122
542	1977	1,6199
543	1976	0,0000
544	1975	0,0000
545	Sonstiges	Summe
546	2006	1,0000
547	2005	1,0135
548	2004	1,0075
549	2003	1,0119
550	2002	1,0276
551	2001	1,0325
552	2000	1,0191
553	1999	0,9674
554	1998	0,9547
555	1997	0,9508
556	1996	0,9366
557	1995	0,9418
558	1994	0,9566
559	1993	0,9602
560	1992	0,9983
561	1991	1,0462
562	1990	1,0882
563	1989	1,1272
564	1988	1,1482
565	1987	1,1615
566	1986	1,1922
567	1985	1,2357
568	1984	1,2563
569	1983	1,2725
570	1982	1,3013
571	1981	1,3772
572	1980	1,4301
573	1979	1,4900
574	1978	1,5242
575	1977	1,5716
576	1976	1,6413
577	1975	1,7004
578	1974	1,8203
579	1973	1,9359
580	1972	2,0036
581	1971	0,0000
582	1970	0,0000
583	380 / 220/110/30/10 kV-Stationen	Summe
584	2006	1,0000
585	2005	1,0135

586	2004	1,0075
587	2003	1,0119
588	2002	1,0276
589	2001	1,0325
590	2000	1,0191
591	1999	0,9874
592	1998	0,9547
593	1997	0,9508
594	1996	0,9356
595	1995	0,9418
596	1994	0,9566
597	1993	0,9602
598	1992	0,9993
599	1991	1,0482
600	1990	1,0882
601	1989	1,1272
602	1988	1,1462
603	1987	1,1615
604	1986	1,1922
605	1985	1,2357
606	1984	1,2553
607	1983	1,2725
608	1982	1,3013
609	1981	1,3772
610	1980	1,4301
611	1979	1,4900
612	1978	1,5242
613	1977	1,5716
614	1976	1,6413
615	1975	1,7004
616	1974	1,8203
617	1973	1,9359
618	1972	2,0036
619	1971	0,0000
620	1970	0,0000
621	Hauptverteilerstationen	Summe
622	2006	1,0000
623	2005	1,0060
624	2004	1,0044
625	2003	1,0066
626	2002	1,0169
627	2001	1,0196
628	2000	1,0082
629	1999	0,9678
630	1998	0,9568
631	1997	0,9526
632	1996	0,9371
633	1995	0,9424
634	1994	0,9585
635	1993	0,9626
636	1992	1,0016
637	1991	1,0505
638	1990	1,0967
639	1989	1,1430
640	1988	1,1647
641	1987	1,1809
642	1986	1,2134
643	1985	1,2558
644	1984	1,2717
645	1983	1,2896
646	1982	1,3137
647	1981	1,3796
648	1980	1,4356
649	1979	1,5134
650	1978	1,5673
651	1977	1,6249
652	1976	1,6958
653	1975	1,7525
654	1974	1,8603
655	1973	1,9683
656	1972	2,0465
657	1971	2,1365
658	1970	2,3123
659	1969	2,5051
660	1968	2,5839
661	1967	2,6258
662	1966	0,0000
663	1965	0,0000
664	Ortsnetzstationen	Summe
665	2006	1,0000
666	2005	1,0060
667	2004	1,0044
668	2003	1,0066
669	2002	1,0109
670	2001	1,0196
671	2000	1,0082
672	1999	0,9678
673	1998	0,9568
674	1997	0,9526
675	1996	0,9371
676	1995	0,9424
677	1994	0,9585
678	1993	0,9626
679	1992	1,0016
680	1991	1,0505
681	1990	1,0967
682	1989	1,1430
683	1988	1,1647
684	1987	1,1809
685	1986	1,2134

686	1985	1,2558
687	1984	1,2717
688	1983	1,2896
689	1982	1,3137
690	1981	1,3796
691	1980	1,4356
692	1979	1,5134
693	1978	1,5673
694	1977	1,6249
695	1976	1,6958
696	1975	1,7525
697	1974	1,8603
698	1973	1,9683
699	1972	2,0485
700	1971	2,1365
701	1970	2,3123
702	1969	2,5051
703	1968	2,5839
704	1967	2,8258
705	1966	0,0000
706	1965	0,0000
707	Kundenstationen	Summe
708	2006	1,0000
709	2005	1,0249
710	2004	1,0459
711	2003	1,0624
712	2002	1,0656
713	2001	1,0877
714	2000	1,0720
715	1999	1,0796
716	1998	1,0763
717	1997	1,0774
718	1996	1,0720
719	1995	1,0752
720	1994	1,0995
721	1993	1,1225
722	1992	1,1716
723	1991	1,2422
724	1990	1,3186
725	1989	1,4013
726	1988	1,4506
727	1987	1,4807
728	1986	1,5141
729	1985	1,5447
730	1984	1,5581
731	1983	1,5952
732	1982	1,6317
733	1981	1,6662
734	1980	1,8017
735	1979	1,9889
736	1978	2,1440
737	1977	2,2568
738	1976	2,3509
739	1975	2,4475
740	1974	2,5164
741	1973	2,6667
742	1972	2,8211
743	1971	2,9613
744	1970	3,2883
745	1969	3,6841
746	1968	4,2372
747	1967	4,4667
748	1966	4,2372
749	1965	4,3577
750	1964	4,5232
751	1963	4,7018
752	1962	4,8950
753	1961	5,2808
754	1960	5,6126
755	1959	5,9888
756	1958	6,1905
757	1957	6,3810
758	1956	0,0000
759	1955	0,0000
760	Stationsgebäude	Summe
761	2006	1,0000
762	2005	1,0098
763	2004	1,0188
764	2003	1,0260
765	2002	1,0280
766	2001	1,0363
767	2000	1,0270
768	1999	1,0480
769	1998	1,0544
770	1997	1,0620
771	1996	1,0469
772	1995	1,0523
773	1994	1,0631
774	1993	1,0709
775	1992	1,0788
776	1991	1,0984
777	1990	1,1261
778	1989	1,1361
779	1988	1,1764
780	1987	1,2241
781	1986	1,2448
782	1985	1,2418
783	1984	1,2695
784	1983	1,2902
785	1982	1,3303

786	1981	1,3693
787	1980	1,4364
788	1979	1,5444
789	1978	1,6122
790	1977	1,6199
791	1976	1,6354
792	1975	1,7032
793	1974	1,6645
794	1973	1,8018
795	1972	1,8913
796	1971	1,9089
797	1970	1,8741
798	1969	1,9788
799	1968	2,0622
800	1967	1,9525
801	1966	1,8209
802	1965	1,9341
803	1964	2,0581
804	1963	2,1756
805	1962	2,1396
806	1961	2,1088
807	1960	2,0959
808	1959	2,0959
809	1958	2,0832
810	1957	2,0747
811	1956	0,0000
812	1955	0,0000
813	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	Summe
814	2006	1,0000
815	2005	1,0086
816	2004	1,0311
817	2003	1,0402
818	2002	1,0464
819	2001	1,0668
820	2000	1,0600
821	1999	1,0675
822	1998	1,0751
823	1997	1,0794
824	1996	1,0751
825	1995	1,1019
826	1994	1,1123
827	1993	1,1217
828	1992	1,1388
829	1991	1,1765
830	1990	1,2269
831	1989	1,2664
832	1988	1,2927
833	1987	1,3184
834	1986	1,3317
835	1985	1,3713
836	1984	1,4171
837	1983	1,4641
838	1982	1,5165
839	1981	1,6061
840	1980	1,6511
841	1979	1,6987
842	1978	1,7292
843	1977	1,7377
844	1976	0,0000
845	1975	0,0000
846	ortsafte Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Aussenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	Summe
847	2006	1,0000
848	2005	1,0098
849	2004	1,0188
850	2003	1,0260
851	2002	1,0290
852	2001	1,0363
853	2000	1,0270
854	1999	1,0480
855	1998	1,0544
856	1997	1,0620
857	1996	1,0469
858	1995	1,0523
859	1994	1,0631
860	1993	1,0709
861	1992	1,0788
862	1991	1,0904
863	1990	1,1261
864	1989	1,1361
865	1988	1,1764
866	1987	1,2241
867	1986	1,2446
868	1985	1,2418
869	1984	1,2695
870	1983	1,2902
871	1982	1,3303
872	1981	1,3693
873	1980	1,4364
874	1979	1,5444
875	1978	1,6122
876	1977	1,6199
877	1976	1,6354
878	1975	1,7032
879	1974	1,6645
880	1973	1,8018
881	1972	1,8913
882	1971	0,0000
883	1970	0,0000
884	Schaltanlagen	Summe

885	2006	1,0000
886	2005	0,9954
887	2004	0,9910
888	2003	0,9867
889	2002	0,9833
890	2001	0,9953
891	2000	0,9811
892	1999	0,9283
893	1998	0,9038
894	1997	0,9113
895	1996	0,9282
896	1995	0,9232
897	1994	0,9139
898	1993	0,9130
899	1992	0,8744
900	1991	0,8432
901	1990	0,8433
902	1989	0,8479
903	1988	0,8466
904	1987	0,8490
905	1986	0,8559
906	1985	0,8610
907	1984	0,8676
908	1983	0,8785
909	1982	0,9024
910	1981	0,9352
911	1980	0,9646
912	1979	0,9961
913	1978	1,0205
914	1977	1,0439
915	1976	0,0000
916	1975	0,0000
917	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	Summe
918	2006	1,0000
919	2005	1,2554
920	2004	1,3170
921	2003	1,3367
922	2002	1,3666
923	2001	1,3474
924	2000	1,3420
925	1999	1,2979
926	1998	1,2793
927	1997	1,2648
928	1996	1,2414
929	1995	1,2222
930	1994	1,2222
931	1993	1,2210
932	1992	1,2352
933	1991	1,2723
934	1990	1,3212
935	1989	1,3579
936	1988	1,3785
937	1987	1,3890
938	1986	1,4043
939	1985	1,4409
940	1984	1,4458
941	1983	1,4184
942	1982	1,4558
943	1981	1,5329
944	1980	1,5884
945	1979	1,6396
946	1978	1,7033
947	1977	1,7358
948	1976	1,8022
949	1975	1,9047
950	1974	2,0961
951	1973	2,2843
952	1972	2,2479
953	1971	0,0000
954	1970	0,0000
955	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	Summe
956	2006	1,0000
957	2005	0,9630
958	2004	0,8961
959	2003	0,8477
960	2002	0,8343
961	2001	0,8270
962	2000	0,8073
963	1999	0,7267
964	1998	0,6556
965	1997	0,6476
966	1996	0,6215
967	1995	0,6083
968	1994	0,5838
969	1993	0,5561
970	1992	0,5663
971	1991	0,5820
972	1990	0,5981
973	1989	0,6149
974	1988	0,6231
975	1987	0,6283
976	1986	0,6437
977	1985	0,6657
978	1984	0,6796
979	1983	0,6878
980	1982	0,7029
981	1981	0,0000
982	1980	0,0000
983	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	Summe

984	2006	1,0000
985	2005	1,0109
986	2004	1,0099
987	2003	0,9851
988	2002	0,9789
989	2001	0,9690
990	2000	0,9686
991	1999	0,9555
992	1998	0,9587
993	1997	0,9345
994	1996	0,8998
995	1995	0,8821
996	1994	0,9099
997	1993	0,9041
998	1992	0,9129
999	1991	0,9392
1000	1990	0,9555
1001	1989	0,9847
1002	1988	0,9881
1003	1987	1,0226
1004	1986	1,0529
1005	1985	1,0545
1006	1984	1,0635
1007	1983	1,0622
1008	1982	1,0580
1009	1981	1,0769
1010	1980	1,1388
1011	1979	1,2816
1012	1978	1,3749
1013	1977	1,3547
1014	1976	1,3224
1015	1975	1,3742
1016	1974	1,1936
1017	1973	1,2889
1018	1972	1,3779
1019	1971	1,3430
1020	1970	1,2197
1021	1969	1,2658
1022	1968	1,3587
1023	1967	1,2921
1024	1966	0,0000
1025	1965	0,0000
1026	Fernsprechleitungen	Summe
1027	2006	1,0000
1028	2005	1,0327
1029	2004	1,0430
1030	2003	1,0378
1031	2002	1,0399
1032	2001	1,0420
1033	2000	1,0420
1034	1999	1,0430
1035	1998	1,0430
1036	1997	1,0515
1037	1996	1,0248
1038	1995	1,0208
1039	1994	1,0248
1040	1993	1,0000
1041	1992	1,0000
1042	1991	1,0176
1043	1990	1,0536
1044	1989	1,0865
1045	1988	1,1168
1046	1987	1,1363
1047	1986	1,1565
1048	1985	1,1774
1049	1984	1,1963
1050	1983	1,2159
1051	1982	1,2434
1052	1981	0,0000
1053	1980	0,0000
1054	Fahrbare Stromaggregate	Summe
1055	2006	1,0000
1056	2005	1,0227
1057	2004	1,0349
1058	2003	1,0401
1059	2002	1,0349
1060	2001	1,0329
1061	2000	1,0370
1062	1999	1,0454
1063	1998	1,0433
1064	1997	1,0422
1065	1996	1,0339
1066	1995	1,0308
1067	1994	1,0464
1068	1993	1,0614
1069	1992	1,1020
1070	1991	1,1704
1071	1990	1,2479
1072	1989	1,3244
1073	1988	1,3591
1074	1987	1,3808
1075	1986	1,4071
1076	1985	1,4383
1077	1984	1,4524
1078	1983	1,4814
1079	1982	1,4964
1080	1981	1,4986
1081	1980	1,5688
1082	1979	1,7429
1083	1978	1,8993

1084	1977	2,0097
1085	1976	2,1381
1086	1975	2,2064
1087	1974	2,2841
1088	1973	2,4928
1089	1972	2,6658
1090	1971	0,0000
1091	1970	0,0000
1092	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	Summe
1093	2006	1,0000
1094	2005	1,0249
1095	2004	1,0459
1096	2003	1,0624
1097	2002	1,0656
1098	2001	1,0677
1099	2000	1,0720
1100	1999	1,0796
1101	1998	1,0763
1102	1997	1,0774
1103	1996	1,0720
1104	1995	1,0782
1105	1994	1,0995
1106	1993	1,1225
1107	1992	1,1716
1108	1991	1,2422
1109	1990	1,3186
1110	1989	1,4013
1111	1988	1,4506
1112	1987	1,4807
1113	1986	1,5141
1114	1985	1,5447
1115	1984	1,5581
1116	1983	1,5952
1117	1982	1,6317
1118	1981	1,6962
1119	1980	1,8017
1120	1979	1,9889
1121	1978	2,1440
1122	1977	2,2588
1123	1976	2,3509
1124	1975	2,4475
1125	1974	2,5164
1126	1973	2,6067
1127	1972	2,8211
1128	1971	2,9613
1129	1970	3,2883
1130	1969	3,8841
1131	1968	4,2372
1132	1967	4,4867
1133	1966	4,2372
1134	1965	4,3577
1135	1964	4,5232
1136	1963	4,7018
1137	1962	4,8950
1138	1961	5,2808
1139	1960	5,6126
1140	1959	5,9888
1141	1958	6,1965
1142	1957	6,3810
1143	1956	6,6173
1144	1955	6,7848
1145	1954	7,1487
1146	1953	7,1948
1147	1952	6,9610
1148	1951	7,3931
1149	1950	8,5760
1150	1949	8,1832
1151	1948	10,1132
1152	1947	10,1132
1153	1946	0,0000
1154	1945	0,0000
1155	Betriebsgebäude	Summe
1156	2006	1,0000
1157	2005	1,0232
1158	2004	1,0362
1159	2003	1,0517
1160	2002	1,0527
1161	2001	1,0538
1162	2000	1,0580
1163	1999	1,0655
1164	1998	1,0633
1165	1997	1,0633
1166	1996	1,0580
1167	1995	1,0591
1168	1994	1,0840
1169	1993	1,1090
1170	1992	1,1614
1171	1991	1,2317
1172	1990	1,3110
1173	1989	1,3868
1174	1988	1,4375
1175	1987	1,4735
1176	1986	1,5071
1177	1985	1,5333
1178	1984	1,5490
1179	1983	1,5934
1180	1982	1,6302
1181	1981	1,6901
1182	1980	1,7932
1183	1979	1,9776

1184	1978	2,1331
1185	1977	2,2559
1186	1976	2,3616
1187	1975	2,4378
1188	1974	2,4894
1189	1973	2,5583
1190	1972	2,5518
1191	1971	3,0315
1192	1970	3,3375
1193	1969	3,9041
1194	1968	4,1490
1195	1967	4,3184
1196	1966	4,2151
1197	1965	4,3539
1198	1964	4,5214
1199	1963	4,7022
1200	1962	4,9439
1201	1961	5,3166
1202	1960	5,6882
1203	1959	6,0805
1204	1958	6,4121
1205	1957	6,6125
1206	1956	6,8701
1207	1955	7,0533
1208	1954	7,4507
1209	1953	7,5035
1210	1952	7,2466
1211	1951	7,7226
1212	1950	8,9661
1213	1949	8,5323
1214	1948	9,4484
1215	1947	10,5800
1216	1946	12,3023
1217	1945	13,0617
1218	Verwaltungsgebäude	Summe
1219	2006	1,0000
1220	2005	1,0094
1221	2004	1,0376
1222	2003	1,0477
1223	2002	1,0487
1224	2001	1,0559
1225	2000	1,0760
1226	1999	1,0880
1227	1998	1,1116
1228	1997	1,1386
1229	1996	0,0000
1230	1995	0,0000
1231	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	Summe
1232	2006	1,0000
1233	2005	1,0113
1234	2004	1,0237
1235	2003	1,0286
1236	2002	1,0436
1237	2001	1,0610
1238	2000	1,0789
1239	1999	1,0944
1240	1998	1,1022
1241	1997	1,1091
1242	1996	1,1136
1243	1995	1,1194
1244	1994	1,1194
1245	1993	1,1229
1246	1992	1,1517
1247	1991	1,2208
1248	1990	1,2434
1249	1989	1,2712
1250	1988	0,0000
1251	1987	0,0000
1252	Werkzeuge/ Geräte	Summe
1253	2006	1,0000
1254	2005	1,0266
1255	2004	1,0875
1256	2003	1,1246
1257	2002	1,1224
1258	2001	1,1168
1259	2000	1,1190
1260	1999	1,1292
1261	1998	1,1384
1262	1997	1,1644
1263	1996	1,1548
1264	1995	1,1644
1265	1994	1,1879
1266	1993	1,1636
1267	1992	1,1717
1268	1991	1,1791
1269	1990	1,2097
1270	1989	1,2701
1271	1988	1,3134
1272	1987	1,3580
1273	1986	1,3764
1274	1985	1,3970
1275	1984	1,4111
1276	1983	1,4237
1277	1982	1,4704
1278	1981	0,0000
1279	1980	0,0000
1280	Lagereinrichtung	Summe
1281	2006	1,0000
1282	2005	0,8483
1283	2004	0,7163

1284	2003		0,6424
1285	2002		0,5944
1286	2001		0,5756
1287	2000		0,5480
1288	1999		0,5279
1289	1998		0,0000
1290	1997		0,0000
1291	Hardware		Summe
1292	2006		1,0000
1293	2005		1,0064
1294	2004		1,0139
1295	2003		1,0225
1296	2002		1,0489
1297	2001		0,0000
1298	2000		0,0000
1299	Software		Summe
1300	2006		1,0000
1301	2005		1,0166
1302	2004		1,0356
1303	2003		1,0504
1304	2002		1,0615
1305	2001		1,0886
1306	2000		1,1040
1307	Leichtfahrzeuge		Summe
1308	2006		1,0000
1309	2005		1,0138
1310	2004		1,0347
1311	2003		1,0524
1312	2002		1,0698
1313	2001		1,0888
1314	2000		1,1040
1315	1999		1,1140
1316	1998		1,1311
1317	1997		1,1488
1318	Schwerfahrzeuge		Summe
1319	Gesamtsumme		Gesamtsumme

Verfahren	Effizienzwert
DEA, Normal	
DEA, Standardisiert	
SFA, Normal	
SFA, Standardisiert	

Basisjahr: 2006
 Eigenkapitalquote gem. § 7 StromNEV:
 EK-Zins für EK > 40%: 4,30%

Den genehmigten Netzentgelten zu Grunde gelegte Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung

EK < 40%	davon Neuanlagen	davon Altanlagen	EK > 40%	
EK < 40%	davon Neuanlagen [bisher 7,91%]	davon Altanlagen [bisher 6,5%]	EK > 40% [2006 = 4,3%]	EK-Verzinsung laut Bescheid

Neuberechnung der Eigenkapitalverzinsung

EK < 40%	davon Neuanlagen [9,29 %]	davon Altanlagen [7,56%]	EK > 40% [2006 = 4,3%]	EK-Verzinsung mit angepassten Zinssätzen
----------	---------------------------	--------------------------	------------------------	--

Anpassung der EK-Verzinsung	inflationierte Anpassung der EK-Verzinsung
-----------------------------	--

Um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung

Anlage 7

Anerkennungs-
fähige periodenübergreifende
Saldierung

SWM Infrastruktur GmbH

Basisjahr	2006	2007	2008
Kalkulationszinssatz	4,31%	4,23%	
Vom Netzbetreiber beantragter Differenzbetrag	0,00 €		0,00 €
Durch Bundesnetzagentur geprüfter Differenzbetrag	0,00 €		0,00 €
davon Abweichung der Erlöse	0,00 €		0,00 €
davon Abweichung der vorgelagerten Netzkosten	0,00 €		0,00 €
davon Abweichung der vermiedene Netzentgelte	0,00 €		0,00 €
Aufgelaufene Zinsen bis Tilgung	0,00 €		0,00 €
Ermittelte Annuität *	0,00 €		0,00 €

* positive Werte = erlösbergrenzenerhöhende Beträge

Ermittlung des maximal zulässigen pauschalierten Investitionszuschlages gem. § 25 ARegV		
A Summe annuitätische Kosten pro Anlagengruppe		
B zusätzliche Zinsen		
C Basis zur Ermittlung des pauschalierten Investitionszuschlages (= A + B)		
Pauschalierter Investitionszuschlag (= C x 0,01)		