



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 Daniel Matz,
und den Beisitzer Alexander Lüdtko-Handjery,

gegenüber der Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET), Eichenstraße 3A, 12435 Berlin,
vertreten durch die Geschäftsführer

- Netzbetreiber -

am 17.03.2009 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, 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.
5. 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.
6. 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. Hierzu hat er ausschließlich die aktuelle Version der von der

Bundesnetzagentur zum Download bereit gestellten 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.

7. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, unverzüglich den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV schriftlich mitzuteilen.
8. Die elektronische Übermittlung für die mitzuteilenden Informationen wird hiermit verpflichtend angeordnet. Dies betrifft Tenor zu 3., 4., 5., 6. 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.
9. Der Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Härtefalles wird im Hinblick auf gestiegene Kosten für Redispatch-Maßnahmen anerkannt und im Hinblick auf Kostensteigerungen im Rahmen der EEG-Veredelung und der Erlöse aus Zuweisungen von Verbindungen für grenzüberschreitende Stromflüsse teilweise anerkannt. Die übrigen Anträge werden 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 der Aufwandsparameter im internationalen Effizienzvergleich, insbesondere für die Funktionszuordnung der Kosten und für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten, waren Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen. Aus diesem Grund wurden die Netzbetreiber am 11.03.2008 über das Diskussionsforum der Kommunikationsplattform Worksmart und am 22.04.2008 per formellem Schreiben durch die Beschlusskammer aufgefordert, der Bundesnetzagentur eine elektronisch bereitgestellte EXCEL-Datei (Call C) bis zum 07.05.2009 zu übermitteln, die die Kosten der vorab definierten Funktionen¹ (X, S, C, P, M, A) sowie den Investitionsverlauf der Jahre 1965 bis 2006 enthielt. Darüber hinaus wurden sie am 24.06.2008 von der Bundesnetzagentur aufgefordert, in einer Überleitungsrechnung aufzuschlüsseln, wie die einzelnen Kostenpositionen des Genehmigungsbescheides den jeweiligen Kostenfunktionen zuzuordnen sind.

Um die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 3 ARegV ermitteln zu können, wurden zum einen öffentliche Quellen (hauptsächlich EUROSTAT) sowie Berichte des CEER herangezogen, zum anderen war eine Abfrage der Anlagegüter bei den Netzbetreibern erforderlich (Call X).

Die zur Durchführung des Effizienzvergleichs gem. § 22 ARegV zusätzlich erforderlichen Daten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung der Beschlusskammer vom 23.01.2008 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 02/2008, S. 164 ff.) und der Aufforderung vom 22.04.2008 bis zum 07.05.2009 von den Netzbetreibern erhoben.

Darüber hinaus bestand für die Netzbetreiber vom 20.06.2008 bis zum 30.07.2008 die Möglichkeit, Nachweise über das Vorliegen von im Effizienzvergleichsmodell nicht berücksichtigter unternehmensspezifischer Besonderheiten zu übermitteln (Call Z). Außerdem wurde vom 21.10.2008 bis zum 07.11.2008 eine Abfrage zur weiteren Aufschlüsselung der der Funktion S (Systemdienstleistungen) zugeordneten Kosten durchgeführt (Call S).

Die Erhebung der Daten der internationalen Übertragungsnetzbetreiber wurde durch die jeweilige nationale Regulierungsbehörde durchgeführt.

Zur allgemeinen Methodik des Effizienzvergleichs hat die Beschlusskammer im Rahmen des Verwaltungsverfahrens am 03.04.2008, am 05.05.2008 sowie am 05.09.2008 Informationsveranstaltungen in Bonn durchgeführt, zu der die Übertragungsnetzbetreiber eingeladen wurden. Darüber hinaus bestand für die Übertragungsnetzbetreiber die

¹ Zur Definition vgl. 3.2.2.1.

Möglichkeit, am 20.02.2008 (Workshop 2), am 26.03.2008 (Workshop 3), am 26.08.2008 (Workshop 8) und am 30.09.2008 (Workshop 10), an im Rahmen des allgemeinen Brüsseler Effizienzvergleichsprojektes E3GRID durchgeführten Workshops teilzunehmen, in denen von den Beratern der aktuelle Sachstand des Projekts dargelegt wurde und von allen an dem Projekt teilnehmenden Regulierungsbehörden wie Übertragungsnetzbetreibern diskutiert werden konnte. Der aktuelle Stand des Projekts konnte ferner der Kommunikationsplattform Worksmart entnommen werden, die ebenfalls ein Diskussionsforum bereithielt, in dem jederzeit Anmerkungen, Kommentare und Fragen vorgebracht und diskutiert werden konnten. Ferner wurden im Rahmen des E3GRID-Projekts am 15.09.2008 wie am 28.11.2008 Zwischenberichte vorgelegt. Die individuellen E3GRID-Ergebnisse wurden den Übertragungsnetzbetreibern in einem für sie zugänglichen Ordner zur Kenntnis gebracht. Am 01.12.2008 (Workshop 12) erfolgte die Abschlusspräsentation zum E3GRID-Projekt, zu der ebenfalls alle teilnehmenden Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreiber eingeladen waren.

Vor der Datenabfrage erhielten die Übertragungsnetzbetreiber vom 11.02.2008 bis 28.02.2008 die Möglichkeit, die Datendefinitionen zum Call C (Cost Reporting Guide) und zum Call X (Electricity Transmission Assets Reporting Guide) sowie die dazugehörigen Erhebungsbögen zu kommentieren und zu ergänzen. Der Datendefinitionsführer zum Call Z (Data Call for Operator Specific Conditions) konnte vom 13.03.2008 bis 30.05.2008 kommentiert werden. Zudem wurde den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt, die Datendefinitionsführer für die aus öffentlichen Quellen zu beziehenden Daten zum Call Y (Call Y – Output Indicators) vom 02.04.2008 bis zum 30.04.2008 bzw. den Datendefinitionsführer zum Call Q (E3GRID Call Q: Quality Indicators) vom 11.03.2008 bis zum 30.04.2008 zu kommentieren.

Am 05.09.2008 wurde den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in Bonn die vorläufigen Ergebnisse des internationalen Effizienzvergleichs nach § 22 ARegV mitgeteilt. Sie erhielten zu Ihrer Information einen auf Basis einer NDRS-DEA ohne Ausreißeranalyse ermittelten Effizienzwert und den nach erfolgter Ausreißeranalyse gemäß ARegV ermittelten und damit für sie relevanten vorläufigen Effizienzwert. Nach Vorlage der vorläufigen Ergebnisse erhielten die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, bis zum 26.09.2008 zum internationalen Effizienzvergleich Stellung zu nehmen. Die Ergebnisse der endgültigen nach § 22 ARegV durchgeführten Berechnungen wurden den Übertragungsnetzbetreibern am 19.12.2008 zur Kenntnis gebracht.

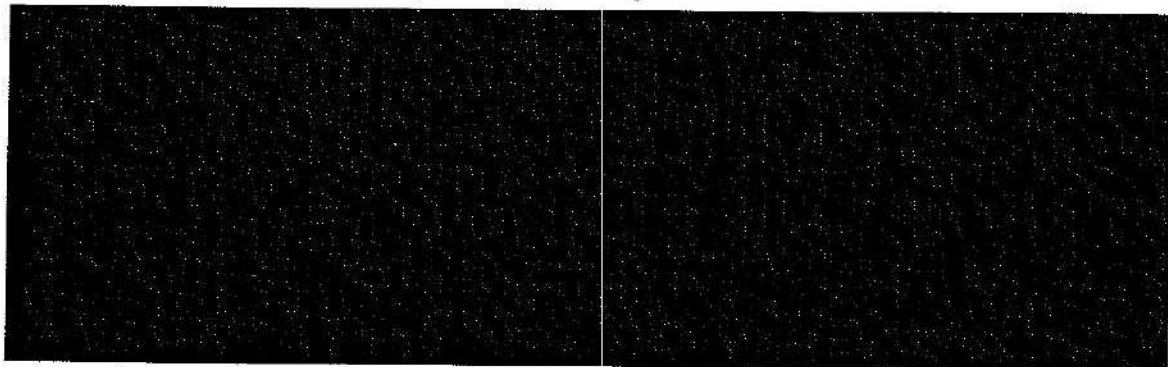
Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber darüber hinaus unter anderem mit Schreiben vom 19.12.2008 und 10.02.2009 Gelegenheit gem. § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigen Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat

insbesondere mit Schreiben vom 14.01.2009 und 17.02.2009 und im Rahmen der mündlichen Anhörung am 30.01.2009 Stellung genommen.

Der Netzbetreiber trägt in seinen Stellungnahmen insbesondere folgende Punkte vor:

Anpassung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer (vgl. 4.1.1.)

Nach Auffassung des Netzbetreibers folgt aus der Anpassung der Eigenkapitalzinssätze zwangsläufig eine Anpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer. Zusätzlich seien geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau bei der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu berücksichtigen. Zudem sei die Verzinsung des die 40-Prozent-Grenze übersteigenden Eigenkapitals unter Berücksichtigung eines angemessenen Risikozuschlags neu zu bestimmen. [REDACTED]



Kosten für Forschung und Entwicklung (vgl. 4.1.)

Die Vattenfall Europe Transmission GmbH beantragt mit Schreiben vom 18.09.2008 ein Budget für Forschung und Entwicklung in Höhe von jährlich [REDACTED]

Inter Transmission Compensation (vgl. 4.1.)

Die der Entgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten für Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 seien von [REDACTED] gestiegen. Diese Kostensteigerung sei bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

Kosten kritischer Infrastruktur (vgl. 4.1.)

Der Netzbetreiber trägt vor, dass jährlich Kosten von [REDACTED] für die Teilnahme an einer Arbeitsgruppe anfielen, die Erlösobergrenzen erhöhend zu berücksichtigen seien.

Produktivitätsfaktor (vgl. 4.7.)

Im Rahmen der Stellungnahmen wird von der Vattenfall Europe Transmission GmbH der generelle sektorale Produktivitätsfaktor in seiner Anwendungsform für rechtswidrig gehalten.

Verteilungsfaktor (vgl. 4.5.)

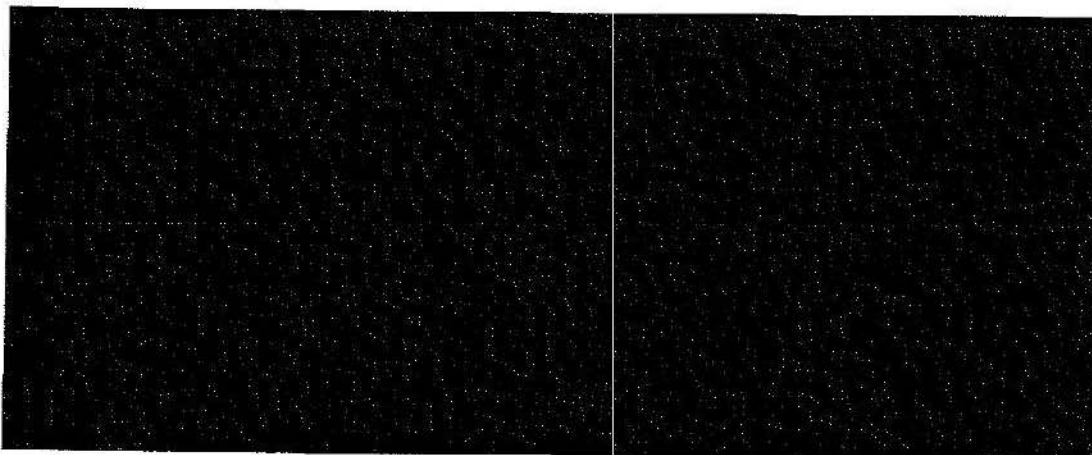
Eine rechtskonforme Anwendung des Verteilungsfaktors führe nach der Auffassung des Netzbetreibers dazu, dass im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode die Ineffizienzen erst am Ende des Kalenderjahres abzubauen seien. Um dies zu erreichen, sei auf das arithmetische Mittel der im Erlöspfad abgebildeten beeinflussbaren Kostenteile zu Beginn und am Ende des jeweiligen Jahres abzustellen. Im ersten Jahr sei ein Verteilungsfaktor von 1/20 anzusetzen (vgl. 4.5.).

Berücksichtigung von Mindererlösen im Jahr 2008 aufgrund von Genehmigungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV für Pumpspeicherwerke (vgl. 4.12.)

Für das Jahr 2008 ergäben sich Mindererlöse von 25,4 Mio. €, da Genehmigungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV für den Strombezug von Pumpspeicherwerken im Januar 2009 rückwirkend für das Jahr 2008 erteilt wurden. Diese Mindererlöse, die sich aus den Differenzen zwischen den verprobten vollen Netzentgelten und den tatsächlichen erzielten reduzierten Entgelten ergeben, seien nun bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

Härtefallanträge gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV (vgl. Begründung zu Tenor 9)

Der Netzbetreiber hat mit dem Datum vom 18.11.2008 einen Härtefallantrag gestellt. Mit Schreiben vom 14.01.2009, 17.02.2009 und 03.03.2009 hat er die Höhe der beantragten Kosten korrigiert. Zuletzt beantragt der Netzbetreiber, folgende Kosten- und Erlöspositionen anzupassen:



- Regelenergie

Der Netzbetreiber hat für das Jahr 2009 Plankosten für Primärenergie in Höhe von [REDACTED] für Sekundärregelenergie in Höhe von [REDACTED] und für Minutenreserve in Höhe von [REDACTED] beantragt. Für die Kalkulation der Plankosten wurden die durch Consentec

plausibilisierten Mengen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung in Ansatz gebracht. Für Primärregelleistung hat der Netzbetreiber die aus den UCTE-Verpflichtungen resultierenden Mengen angesetzt.

Preisseitig wurden für die Primärregelleistung die Ausschreibungsergebnisse des Monats Januar 2009 und für die Sekundärregelleistung die Ausschreibungsergebnisse des Monats September 2008 angesetzt.

- Verlustenergie

- EEG-Veredelung

Der Netzbetreiber errechnet für 2009 einen Planwert für die EEG-Veredelung von € . Grundlage für die Ermittlung der Plankosten ist die bdew-Mengenprognose und der Preisspread des Jahres 2008 für die Arbeitskomponente bzw. die Mengen und Preise des Jahres 2008 für die Leistungskomponente.

- Redispatch

Das prognostizierte EEG-Mengenwachstum würde nach Angaben des Netzbetreibers zu einem weiter wachsenden Erfordernis von Redispatch-Maßnahmen führen. Für 2009 beantragt der Netzbetreiber Kosten in Höhe von

- Kosten für Offshore-Netzanbindung

In den Jahren 2007 und 2008 seien bereits Kosten in Höhe von für die Offshore-Netzanbindung angefallen. In 2009 entstünden weitere Kosten in Höhe von

- Erlöse aus Zuweisungen von Verbindungen für grenzüberschreitende Stromflüsse

Da die Engpasserlöse des Jahres 2007 in den Investitionstopf für den Ausbau von Verbindungskapazität geflossen seien und für 2008 ein Planwert angesetzt wurde, beantragt der Netzbetreiber – unter Berücksichtigung der t-2-Logik im Rahmen einer Verfahrensregulierung – den Planansatz für 2008 in Höhe von zurückzuerstatten und in 2009 keine Erlöse anzusetzen. Dieses Vorgehen würde die Erlösobergrenze um erhöhen.

Regionale Initiativen (vgl. Begründung zu Tenor 9)

Der Netzbetreiber begehrt, die Erlösobergrenze des Jahres 2009 um [REDACTED] auf Grund von Kosten für Regionale Initiativen zu erhöhen und die zu erwartenden Kosten in Höhe von [REDACTED] über die weiteren Jahre der ersten Regulierungsperiode zu verteilen.

Dem Bundeskartellamt 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 gemäß § 54 Abs.1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Sie entscheidet gemäß § 59 EnWG durch die Beschlusskammer.

2. Ermächtigungsgrundlage

Die Regulierungsbehörde bestimmt zum 01.01.2009 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.

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).

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

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

3. Effizienzwertermittlung

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau nach der zweiten Regulierungsperiode abgeschlossen sein soll (§ 16 Abs. 1 S. 2 ARegV).

3.1. Internationaler Effizienzvergleich

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage des sich aus dem internationalen Effizienzvergleich nach § 22 Abs.1 ARegV i.V.m. den dort genannten Vorschriften ergebenden Wertes.

Vor Beginn der Regulierungsperiode wurde ein internationaler Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte der Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmen.

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Allgemein kann aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs jedoch nicht abgeleitet werden, welche Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

3.2. Methodik des Effizienzvergleichs

Der Effizienzvergleich wurde nach den methodischen Vorgaben des § 22 Abs.1 i.V.m. § 12 Abs.2 bis 4, § 13 Abs.1 und 3 S. 2, 3, 7 und 9 ARegV sowie der Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt. Hierbei wurden auch nationale Besonderheiten berücksichtigt.

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß § 22 Abs.1 S.2 i.V.m. Anlage 3 Nr.2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Es wurde eine Ausreißeranalyse nach § 22 Abs. 1 S.2 i.V.m. Anlage 3 ARegV durchgeführt.

Bei der Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs ist gemäß § 22 Abs.1 S.4 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit der zum Vergleich herangezogenen Unternehmen sicherzustellen. Dem wird durch eine Differenzierung der Aktivitäten eines Übertragungsnetzbetreibers in sieben Funktionen: X, S, C, M, P, A und F, durch eine Standardisierung von Betriebs- und Kapitalkosten, durch die Auswahl von Vergleichsparametern auf Basis einer umfassenden Kostentreiberanalyse sowie durch die

Analyse vorgebracht und die Anerkennung bestehender unternehmensspezifischer Besonderheiten Rechnung getragen.

3.2.1. Methodische Grundlagen

Mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) wurde eine wissenschaftlich anerkannte Methode zur Durchführung des Effizienzvergleiches verwendet (§ 22 Abs. 1 S.2,3 i.V.m. Anlage 3 Nr.1 zu § 12 ARegV). In dieser Analysemethode 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. Neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von außergewöhnlichen Datensätzen dient, wurde eine 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 dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem findet nach § 22 Abs.1 S.3 i.V.m. § 12 Abs. 4 ARegV eine Deckelung der Effizienzwerte statt. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Härtefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV), z. B. durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen. Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt.²

3.2.1.1. Kostentreiberanalyse

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Diese diente unter Berücksichtigung der Vorgaben der ARegV 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) und einer Robust Regression durchgeführt.

² BR-Drs. 417/07 S.54

Dabei wurde schrittweise verfahren. Zunächst erfolgte im Rahmen einer OLS-Regression die Überprüfung des Einflusses der Variablen „Normalisiertes Netz“ auf die Kosten. Anschließend wurde die Erklärungskraft der potentiellen Vergleichsparameter auf die Variable „Normalisiertes Netz“ validiert, um dann im Rahmen einer Forward Regression die Vergleichsparameter einer nach dem anderen dem Basismodell (Normalisiertes Netz vs. Kosten) hinzuzufügen und deren Erklärungskraft zu überprüfen.

Im Anschluss daran wurde im Rahmen einer Second Stage Analyse mittels einer Tobit-Regression der Einfluss der Vergleichsparameter auf die Effizienzwerte getestet. Darüber hinaus wurden umfassende Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

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 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 to scale - ndrs) zu unterstellen (§ 22 Abs. 1 S.2 i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

Beim internationalen Effizienzvergleich wird somit die Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze (Output/Vergleichsparameter) in Relation zu den damit einhergehenden anfallenden Kosten (Input/Aufwandsparameter) gesetzt.

3.2.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Als Aufwandsparameter wurden die im Rahmen des Effizienzvergleichs gemäß § 22 Abs.1 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgte nach Maßgabe von § 13 Abs. 3 S.2, 3, 7 und 9 ARegV. Insgesamt wurden Daten von 20 Übertragungsnetzbetreibern aus Dänemark, Deutschland, Finnland, Großbritannien, Österreich, Italien, Litauen, Luxemburg, den Niederlanden, Polen, Portugal, Spanien, Schweden, Tschechien und Zypern in den Effizienzvergleich einbezogen.

3.2.2.1. Aufwandsparameter

Zur Ermittlung der Aufwandsparameter im Sinne des § 22 Abs. 1 i.V.m. § 13 Abs. 1 ARegV wurden die der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten herangezogen. Die Ermittlung der Kosten der letzten Netzentgeltgenehmigung des Jahres 2008 erfolgte auf Basis der Geschäftsjahreszahlen 2006, wobei Planwerte nicht berücksichtigt wurden.

Bei der Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs ist gemäß § 22 Abs.1 S.4 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit der zum Vergleich herangezogenen Unternehmen sicherzustellen, insbesondere auch durch die Berücksichtigung nationaler Unterschiede wie unterschiedlicher technischer und rechtlicher Vorgaben oder von Unterschieden im Lohnniveau.

Um die strukturelle Vergleichbarkeit der Aufwandsparameter herzustellen, wurden die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber zunächst in unterschiedliche Funktionen differenziert, denen im Rahmen der Datenerhebung die dafür anfallenden Kosten zugeordnet wurden. Folgende Funktionen wurden hierbei unterschieden:

- X: Market Facilitation (Marktkoordination)
- S: System Operations (Systemdienstleistungen)
- C: Construction (Netzbau)
- M: Maintenance (Instandhaltung)
- P: Planning (Planung)
- A: Administration (Gemeinkosten)
- F: (Financing/Ownership)

Die Funktion F wurde aus Jahresberichten entnommen bzw. seitens der jeweiligen nationalen Regulierungsbehörde geliefert. Sie wurde lediglich einer deskriptiven Betrachtung unterzogen.

Aufgrund der Heterogenität der Übertragungsnetzbetreiber in den Bereichen X und S erschien der Beschlusskammer eine Einbeziehung aller Funktionen in die DEA für nicht sachgerecht. Deshalb wurden zur Ermittlung der Aufwandsparameter nur die Kosten, die den Funktionen C, M, P und A zugeordnet waren, berücksichtigt.

Des Weiteren waren Besonderheiten aufgrund der nationalen Gesetzgebung zu eliminieren. Jährlich anfallende Kosten gesetzlicher Auflagen oder bestimmte Steuern wurden daher nicht einem Funktionsbereich (X, S, P, C, M, A), sondern den sog. nicht zu betrachtenden Kosten (Out of Scope) zugeordnet.

Bei der Ermittlung der Aufwandsparameter der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurden die der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten abzüglich der Plankosten herangezogen, um den Einwänden Rechnung zu tragen, die internationalen Übertragungsnetzbetreiber würden, sofern sie nach IFRS berichten, keine Plankosten angeben müssen.

Die nationalspezifischen Besonderheiten im Lohnniveau wurden durch einen Abschlag auf die bei der Ermittlung der Aufwandsparameter zu Grunde gelegten jeweiligen Lohnkosten herbeigeführt. Personalkosten wurden im Falle Deutschlands mit einem Lohnindex von 1,5769 normiert. Die von außerhalb der Euro-Zone stammenden Übertragungsnetzbetreibern in anderen Währungen angegebenen Kosten wurden in Euro umgerechnet.

Zur Herstellung der strukturellen Vergleichbarkeit der Kapitalkosten, wurden auch diese standardisiert. Die Kapitalkosten wurden annuitätisch umgerechnet, wobei die im Investitionsverlauf angegebenen Anschaffungskosten der sich noch in Nutzung befindlichen Anlagen aus den Jahren 1965 bis 2006 zunächst mit dem OECD-Verbraucherpreisindex inflationiert und dann mit einem einheitlichen Zins von 4,86% bei einer sich aus den durchschnittlichen anlagegütergruppenspezifischen Nutzungsdauern für einen Übertragungsnetzbetreiber ergebenden gewichteten durchschnittlichen Nutzungsdauer multipliziert wurden.

Anlagegütergruppenspezifische Nutzungsdauern:

Leitungen	60 Jahre
Kabel	50 Jahre
Leitungsendverschlüsse	45 Jahre
Transformatoren	40 Jahre
Kompensatoren	40 Jahre
Reihenkompensatoren	40 Jahre
Leitwarten	30 Jahre
Sonstige Anlagen	30 Jahre

Auch hier wurden die in anderer Währung angegebenen Investitionskosten in Euro umgerechnet.

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten die Möglichkeit, unternehmensspezifische Besonderheiten geltend zu machen, sofern sie ihren maßgeblichen Einfluss dokumentieren konnten (Z-Variablen).

Nach der statistisch und ingenieurwissenschaftlichen Auswertung der insgesamt 78 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgebrachten unternehmensspezifischen Besonderheiten (Z-

Variablen) durch die Berater sowie auch der jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden, sind letztlich vier als relevant akzeptiert worden:

- Aktivierte Grunddienstbarkeiten;
- Aktivierte Investitionssteuern und -abgaben;
- Ästhetische Instandhaltung (Auflage, Masten über den erforderlichen Korrosionsschutz hinaus in bestimmter Farbe zu streichen);
- Beschaffung von Primär- und Sekundärregelenergie, ohne dass die Kosten Eingang in die Netzentgelte finden.

Die Übertragungsnetzbetreiber konnten, sofern sie eine dieser Besonderheiten aufwiesen, eine Bereinigung ihrer Aufwandsparameter um diese Werte geltend machen.

Die Summe aus den standardisierten Betriebs- (OPEX) und den standardisierten Kapitalkosten (CAPEX) – ggf. korrigiert um die sich aus unternehmensspezifischen Besonderheiten resultierenden Kosten – ergibt die als Aufwandsparameter in den Effizienzvergleich eingehenden Gesamtkosten (TOTEX).

3.2.2.1.1. Überleitungsrechnung

Für die Zuordnung der Kosten zu den jeweiligen Funktionen des Übertragungsnetzbetreibers und zur Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten waren Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen.

Dementsprechend war eine Überleitungsrechnung 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 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. In der Anlage 2a findet sich die zusammenfassende Darstellung der verwendeten Daten (Summary Data).

3.2.2.2. Vergleichsparameter

Vergleichsparameter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe. Die Parameter müssen gemäß § 22 Abs.1 S.5 i.V.m. §13 Abs. 3 S.2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Dies ist gemäß § 22 Abs.1 S.5 i.V.m. § 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 nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 22 Abs.1 S.5 i.V.m. § 13 Abs. 3 S.7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter statistischer Analysemethoden die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen.

Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der durchgeführten Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

- normalisiertes Netz
- Bevölkerungsdichte
- erneuerbare Energien (installierte Leistung).

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

- Normalisiertes Netz: Erstellung einer normalisierten TOTEX-Größe für das Netz, indem unter Bezugnahme auf den europäischen Durchschnitt eine OPEX/CAPEX-Gewichtung der in Gruppen (siehe 3.2.2.1) differenzierten Anlagen vorgenommen wurde.
- Bevölkerungsdichte: Einwohner pro km² geographischer Fläche der Regelzone.
- Erneuerbare Energien (installierte Leistung): Installierte Leistung der in der Regelzone angeschlossenen Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien einschließlich Wasserkraft und Sonnenenergie.

3.2.3. Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die nicht-parametrische (DEA) Methode Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 22 Abs. 1 S.2 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV).

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wird ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs. 1 S.2 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhalten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 22 Abs.1 S.5 ARegV i.V.m.12 Abs. 4 S.1 ARegV).

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 22 Abs. 1 S.5 ARegV 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.

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 (§ 22 Abs. 1 S.2 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Die auf diese Weise festgestellten Ausreißer wurden aus dem Datensatz entfernt.

3.2.4. Gutachten

Hinsichtlich der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf das als Anlage A beiliegende Gutachten der Firma Sumicsid AB, verwiesen. Das Gutachten wird vollumfänglich zum Inhalt dieses Beschlusses gemacht, soweit es das gefundene Modell und die Ermittlung der Effizienzwerte beschreibt. Das beiliegende Gutachten des internationalen Effizienzvergleiches liegt derzeit nur in der englischen Fassung vor. Sobald das Gutachten in die deutsche Sprache übersetzt ist, wird dies dem Netzbetreiber zugesandt.

3.3. Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgte auf Grundlage der §§ 12 Abs.2 bis 4, 13 Abs. 1 und 3 S.2, 3, 7, 9, 22 Abs.1 ARegV. Die Beschlusskammer geht zudem davon aus, dass die Belastbarkeit des internationalen Effizienzvergleichs i.S.d. § 22 Abs. 2 S. 1 ARegV gegeben ist. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es auch nicht erforderlich, die bereits mitgeteilten Ergebnisse der relativen Referenznetzanalyse gemäß § 22 Abs.2 S.2 ARegV ergänzend heranzuziehen, da die Belastbarkeit der Ergebnisse des internationalen Effizienzvergleiches gegeben ist.

3.3.1. Ergebnis des Effizienzvergleichs

Der sich aus dem Effizienzvergleich ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§§ 22 Abs.1 S.5 i.V.m. 12 Abs. 2 ARegV). Darüber hinaus werden neben den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten auch die Kosten für Verlustenergie, Redispatch, Regelleistung und EEG-Veredelung von den Gesamtkosten abgezogen. Somit werden diese Kosten für Systemdienstleistungen, die nicht in den Benchmark eingeflossen sind, unabhängig von dem Effizienzwert des Netzbetreibers im Ergebnis mit einer Effizienz von 100 Prozent bewertet.

Der sich aus dem internationalen Effizienzvergleich für den nationalen Lauf rechnerisch ergebende Wert beträgt für den vorliegenden Netzbetreiber **99,6 Prozent**.

3.3.1.1 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. Die Positionen des § 11 Abs.2 ARegV werden nur insoweit dargestellt, wie sie für die Übertragungsnetzbetreiber relevant sind.

Es wurden dabei die im Folgenden dargelegten Kostenbestandteile berücksichtigt:

Kosten und Erlöse aus gesetzlichen Abnahme und Vergütungspflichten sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.1 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Hierbei handelt es sich u.a. um Kosten der Stromnetzbetreiber, die aus dem Offshore-Wälzungsmechanismus entstehen.

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.

⁴ BR-Drs. 417/07, S.51.

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.

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

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

Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S.1 Nr.4 StromNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Beschlusskammer sieht Netzanschlusskostenbeiträge im Sinne des § 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.

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,

⁵ BR-Drs. 417/07, S.52.

⁶ BR-Drs. 417/07 (Beschluss), S.5.

Stilllegung und Abschreibung von nicht mehr genutzten Leitungen oder eine Anpassung der Ersatzinvestitionen an die tatsächlich erforderliche Netzinfrastruktur.

Die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten ist der Anlage 1 zu entnehmen.

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 (EFt) 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 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.⁷ 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.

Zu Unrecht begehrt der Netzbetreiber eine Anpassung der Erlösobergrenze auf Grund der [REDACTED] gestiegener Kosten für Forschung und Entwicklung, Mehrkosten für die Teilnahme an der Arbeitsgruppe „kritische Infrastruktur“ sowie gestiegener ITC-Kosten. Eine Anpassung der nicht dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist im Rahmen der Anreizregulierung nicht vorgesehen. Nach

⁷ Hinsichtlich der Verzinsung des die zulässige Eigenkapitalquote von 40% übersteigenden Eigenkapitalanteils wie Fremdkapitals 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 Umfang ein Risikozuschlag auf den ermittelten Zins angemessen wäre.

dem Grundprinzip der Anreizregulierung stehen den Kostensteigerungen einzelner Kostenpositionen auch Kostenreduzierungen in anderen Positionen gegenüber. Diese werden durch den Netzbetreiber nicht angezeigt. Eine singuläre Anpassung der gestiegenen Kostenpositionen stünde dem Grundgedanken der Anreizregulierung entgegen. Eine Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, wie sie nach derzeitigem Stand künftig die ITC-Kosten aufgrund einer Verfahrensregulierung sein werden, ist gemäß § 4 Abs. 3 S.3 ARegV im ersten Jahr der jeweiligen Regulierungsperiode ebenfalls ausgeschlossen.

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 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 3 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.

4.3. 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 Kosten. In diesen sind gemäß § 11 Abs. 3 S.2 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhenden Kostenanteile enthalten.

Darüber hinaus werden neben den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten auch die Kosten für Verlustenergie, Redispatch, Regelenenergie und EEG-Veredelung von den Gesamtkosten abgezogen. Diese Kostenanteile werden somit im Ergebnis mit einer Effizienz von 100 Prozent bewertet.

Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist der 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 der Anlage 1 Punkt 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 § 22 Abs.1 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 $0,1 \cdot t$.

Unzutreffend ist die Auffassung des Netzbetreibers, dass die Ineffizienzen erst am Ende des Kalenderjahres im letzten Jahr der Regulierungsperiode abzubauen seien und dementsprechend im ersten Jahr ein Verteilungsfaktor von $1/20$ anzusetzen sei. Dem steht bereits die Verordnungsbegründung entgegen. Dort heißt es zu § 16:

„Der Verteilungsfaktor (V_t) in der Regulierungsformel ist so zu bestimmen, dass ein gleichmäßiger Abbau über den vorgegebenen Zeitraum gewährleistet ist. Zum Verteilungsfaktor i. H. von ein Zehntel im ersten Jahr der ersten Regulierungsperiode ist somit in den folgenden Jahren der ersten Regulierungsperiode jeweils ein Zehntel hinzu zu addieren.“

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 Inflationsfaktor 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 Prozent 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 Prozent (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_1) 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 Erlösbergrenze.

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.⁸ Es ist sachlich nicht zu rechtfertigen den Verbraucherpreisindex und damit auch den darin enthaltenen Produktivitätsfortschritt allein 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.

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

⁸ BR-Drs. 417/07, S.48

Bundesnetzagentur vorgetragenen Einwendungen hinsichtlich der Ermittlungsmethodik durch einen äußerst großzügigen Sicherheitsabschlag Rechnung getragen.

4.8. Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV)

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

4.9 Qualitätselement

Auf die Erlösberggrenzen können gemäß § 19 Abs. 1 Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben 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 Erlösberggrenze 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 Erlösberggrenze 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. Aus der Differenz der Erlöse zu den genehmigten Netzkosten für 2007 ergeben sich die Mehr- oder Mindererlöse. Diese Mehr- bzw. Mindererlöse werden entsprechend dem Zeitanteil linear berechnet, in dem 2007 durch die 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.

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.

Die Beschlusskammer hat für das Jahr 2007 einen Mindererlös von [REDACTED] ermittelt. Dieser Betrag ergibt sich aus dem beantragten Wert von [REDACTED] abzüglich der Mehrerlöse aus Netzreservekapazität und Blindstrom in Höhe von [REDACTED]. Die Entgelte für Netzreservekapazität und Blindstrom sind als genehmigte Entgelte in der periodenübergreifenden Saldierung zu berücksichtigen. In der Entgeltgenehmigung (Az.: BK8-06/023) waren Erlöse aus diesen Positionen in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Tatsächlich wurden Erlöse in Höhe von [REDACTED] erzielt. Die Mehrerlöse von [REDACTED] sind bei der Berechnung des Differenzbetrages zu berücksichtigen. Die Annuität beläuft sich auf [REDACTED]. Diese berechnet sich wie folgt:

Zinsen 2007 (häufig gebundener Betrag)

[REDACTED]

Zinsen 2008 (inkl. Zinseszinsen)

[REDACTED]

Summe

[REDACTED]

Annuität

[REDACTED]

Als Annuität für die periodenübergreifende Saldierung 2006 hat die Beschlusskammer eine Erlösobergrenzen reduzierende Annuität von [REDACTED] ermittelt. Die Berechnung ist in der Anlage 4a ersichtlich.

Die Mindererlöse, die sich aus rückwirkenden Genehmigungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV ergeben haben, werden im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2008 in den Jahren 2010 bis 2012 berücksichtigt.

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 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 nunmehr abweichend von dem im Beschluss vom 06.06.06 (Az: BK8-05/019) vorgegebenen Datum ab dem 01.01.2010 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)

Die Anordnung des Tenors zu 4) 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 3) zu übermitteln.

4. Tenor zu 5)

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 dieser 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.

5. Tenor zu 6)

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 zu übermitteln sind.

6. Tenor zu 7)

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.

7. Tenor zu 8)

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.

8. Tenor zu 9)

Der Netzbetreiber hat eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV beantragt. Demnach kann eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen, wenn auf Grund des Eintritts eines unvorhersehbaren Ereignisses im Falle der Beibehaltung der Erlösobergrenze eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV stellt einen Ausnahmetatbestand dar, der grundsätzlich restriktiv auszulegen ist. Die Tatbestandsvoraussetzungen sind vom Antragsteller darzulegen und zu beweisen.

Der Netzbetreiber trägt vor, die erheblichen Steigerungen der Kosten für Regelenenergie, Verlustenergie, EEG-Veredelung, Redispatch-Maßnahmen, die Offshore-Anbindung sowie die Situation bei den Erlösen aus Zuweisungen von Verbindungen für grenzüberschreitende Stromflüsse stellten für ihn eine nicht zumutbare Härte dar. Dem Antrag kann unter Würdigung des Gesamtsachverhaltes nicht in der mitgeteilten Höhe entsprochen werden.

Nach Auffassung der Beschlusskammer ist nicht die Kostensteigerung einer einzelnen Kostenposition für die Beurteilung eines Härtefalls maßgeblich, sondern die wirtschaftliche Situation des Netzbetreibers muss in Gänze beurteilt werden. Insofern ist für die Anerkennung einer unzumutbaren Härte nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV eine Korb Betrachtung vorzunehmen. Unter Berücksichtigung der Gesamtsituation ist die Beschlusskammer zu folgendem Ergebnis gekommen:

Regelenergie

Dem Antrag des Netzbetreibers kann nicht entsprochen werden. Die angegebenen Plankosten in Höhe von [REDACTED] beruhen auf Annahmen, die aus Sicht der Beschlusskammer nicht zutreffend sind. Preisseitig hat der Netzbetreiber sowohl für die Primärregelenergie als auch für die Sekundärregelenergie auf die Ausschreibungsergebnisse lediglich eines Monats abgestellt. Im Bereich der Primärregelenergie hat er mit dem Januar 2009 einen teuren Monat angesetzt. Hier ist seit dem Markteintritt eines neuen Anbieters (Statkraft) ein deutlicher Preisrückgang zu verzeichnen. Ein Preisanstieg von [REDACTED] alle drei Monate ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht haltbar.

Bei der Minutenreserve hat der Netzbetreiber die Preise der Jahre 2006 und 2007 jeweils gewichtet mit [REDACTED] in die Ermittlung der Plankosten einfließen lassen. Hier ist festzuhalten, dass seit der Festlegung der Beschlusskammer 6 zur Minutenreserve, die seit dem 01.12.2006 verbindlich ist, und einer Einschwungzeit die Preise deutlich gefallen sind. Die vom Netzbetreiber angenommene Steigerung des Durchschnittspreises um [REDACTED] ist ebenfalls nicht haltbar.

Zusätzlich ist ins Blickfeld zu nehmen, dass die durch Consentec ermittelten Mengen deutlich niedriger sind als die Mengen, die der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze zu Grunde liegen. Durch Reduzierung der Ausschreibungsmenge könnten sogar Kostenreduzierungen erzielt werden. Dies gilt insbesondere deshalb, weil durch die Kooperation von drei Übertragungsnetzbetreibern eine weitere Reduzierung der Regelleistung zu erwarten ist. Im Ergebnis kann für den Kostenblock Regelenergie nicht von einer Kostensteigerung gesprochen werden. Es ist sogar eine Kostenreduzierung möglich.

Verlustenergie

Der geltend gemachten Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von erheblichen Steigerungen der Kosten für Verlustenergie kann unter Würdigung des Gesamtsachverhaltes nicht entsprochen werden.

Zunächst werden bei der Festlegung von Erlösobergrenzen für das Jahr 2009 Kostensteigerungen für die Beschaffung von Verlustenergie nicht gesondert berücksichtigt. Die ARegV gibt eine solche Anpassung nicht her.

Die Kosten, die einem Verteilernetzbetreiber durch die Beschaffung von Verlustenergie entstehen, sind beeinflussbare Kosten. Sie sind weder vom Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (§ 11 Abs. 2 S. 1 ARegV) erfasst, noch liegt gegenwärtig eine wirksame Verfahrensregulierung (§11 Abs. 2 S. 2 ff. ARegV) vor.

Die geltend gemachte Kostensteigerung für Verlustenergiebeschaffung erfüllt gegenwärtig auch nicht die Voraussetzungen für die Anerkennung als Härtefall nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV. Sie ist aufgrund der typischerweise frühzeitigen Beschaffung von Verlustenergie weder unvorhersehbar noch ist sie unzumutbar. Selbst eine deutlich überproportionale Steigerung einer Kostenart führt nicht per se zu einer Belastung, die in der Gesamtschau als unzumutbare Härte i.S. des § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV zu qualifizieren wäre. Die geltend gemachten Kosten sind bislang keinerlei Effizienzkontrolle unterzogen worden. Aus der vorliegenden Kostensteigerung ergibt sich nach Überzeugung der Beschlusskammer vorliegend jedenfalls keine Situation, in der das Festhalten an der Erlösobergrenze für den Netzbetreiber unzumutbar wäre und eine Anpassung der Erlösobergrenze im Rahmen einer Härtefallentscheidung geboten erschiene. Zudem handelt es sich um einen einmaligen Effekt im Jahr 2009. Die Beschaffungspreise für das Jahr 2010 bewegen sich derzeit auf einem ähnlichen Niveau wie die Beschaffungspreise für 2006. Sollten die Beschaffungspreise weiter sinken und unter das Niveau von 2006 fallen, wird die Beschlusskammer ebenfalls keine Anpassung nach unten vornehmen.

EEG-Veredelung

Dem Antrag kann nicht in der beantragten Höhe entsprochen werden. Jedoch stellt ein Festhalten an den genehmigten Kosten – unter Berücksichtigung der Mehrbelastung aus der Verlustenergiebeschaffung – aus Sicht der Beschlusskammer eine unzumutbare Härte dar.

Aus heutiger Sicht ist ein Anstieg des Preisspreads nicht zu erwarten. Die Beschlusskammer hält es aber für sachgerecht, den Zuwachs an EEG-Einspeisung zu berücksichtigen. Als Kosten für die EEG-Veredelung wird für 2009 ein Betrag von [REDACTED] angesetzt. Dieser Planwert errechnet sich aus den genehmigten Kosten für 2008 erweitert um den bundesweit prognostizierten Zuwachs an EEG-Einspeisung wie folgt:

EEG-Strommengen 2008:

Prognose EEG-Strommengen 2009:

Zuwachs EEG-Einspeisung:

Genehmigte Kosten 2008:

[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

Als Prognosewert dient die Jahresprognose 2009 des BDEW (Stand: 30.09.2008).

Redispatch-Maßnahmen

In Zusammenhang mit der steigenden Windeinspeisung ist auch für 2009 ein weiterer Anstieg von Redispatch-Maßnahmen zu erwarten. Aus Sicht der Beschlusskammer stellt ein Festhalten an der Ausgangsbasis – unter Berücksichtigung der Mehrbelastung aus der Verlustenergiebeschaffung – eine unzumutbare Härte dar. Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen werden wie beantragt in Höhe von [REDACTED] anerkannt.

Kosten für Offshore-Netzanbindung

Dem Antrag des Netzbetreibers kann nicht entsprochen werden. Zunächst ist festzuhalten, dass die beantragten Kosten nicht in voller Höhe durch den Netzbetreiber zu tragen sind, sondern nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG ein Verrechnungsmechanismus an die nicht anschlusspflichtigen Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen ist.

Die Kosten für die Offshore-Netzanbindung werden über Investitionsbudgets (Kapitalkosten) bzw. über den Verrechnungsmechanismus (aufwandsgleiche Kosten) in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Eine zusätzliche Anerkennung eines Härtefalls würde zu einer doppelten Berücksichtigung führen.

Die Bewilligung des Härtefalls ist für das Jahr 2009 befristet. Um den stark volatilen Preisen Rechnung zu tragen, wird die Beschlusskammer auf Antrag eine jährliche Prüfung eines Härtefalls vornehmen. Falls sich die Kosten – beispielsweise auf Grund von stark steigenden Energiepreisen – deutlich erhöhen, ist es dem Netzbetreiber möglich, unterjährig einen Härtefallantrag zu stellen. Sollte künftig ein Mechanismus für die Anerkennung von Systemdienstleistungskosten entwickelt werden, ersetzt dieser die Härtefallprüfung für die entsprechenden Positionen.

Erlöse aus Zuweisungen von Verbindungen für grenzüberschreitende Stromflüsse

Um einen Übergang in die Verfahrensregulierung zu erreichen, werden im Jahr 2009 keine Erlöse aus Grenzkuppelstellen angesetzt. Die im Jahr 2007 erzielten Erlöse sind bereits in voller Höhe in dem „Investitionstopf“ enthalten. Im Jahr 2010 erfolgt eine Spitzabrechnung des Planwertes von [REDACTED]. Ab 2011 sind die erzielten Erlöse im t-2-Verzug anzusetzen. Somit ist sichergestellt, dass die erzielten Erlöse – unter Vermeidung einer Doppelverrechnung – in voller Höhe dem Netznutzer zu Gute kommen. In der Anlage 1 zu dieser Festlegung sind die Erlöse nicht als Härtefallposition, sondern unter dem Punkt 2.2 ausgewiesen.

Die in Zusammenhang mit den Engpasserlösen stehenden und auf Grundlage des europäischen Rechts entstehenden Kosten für die Einführung effizienter Engpassmethoden im Rahmen der Regionalen Initiative werden für 2009 in Höhe von [REDACTED] und in den Jahren 2010 bis 2013 in Höhe von jeweils [REDACTED] anerkannt. In der Anlage 1 sind diese Kosten unter dem Punkt 2.11. „Sonstiges“ ausgewiesen.

Zusammenfassend werden folgende Beträge für das Jahr 2009 anerkannt:

	Ausgangsbasis	Erlösobergrenze 2009	genehmigter Härtefall
Regelenergie	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Verlustenergie			
EEG-Veredelung			
Redispatch-Maßnahmen			
Kosten für Offshore-Netzanbindung			
Erlöse aus Zuweisungen von Verbindungen für grenzüberschreitende Stromflüsse			
Summe			

Die Differenz zu dem in der Anlage 1 zu dieser Festlegung unter dem Punkt 2.9. ausgewiesenen Betrag in Höhe von [REDACTED] resultiert aus dem Umstand, dass die Erlöse aus Zuweisungen von Verbindungen für grenzüberschreitende Stromflüsse unter dem Punkt 2.2. berücksichtigt sind.

9. Verstoß gegen Auflagen

Bei Verletzung der in Ziff. 2) - 8) 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 4 sowie die Anlage A sind Bestandteil dieses Beschlusses.

Rechtsmittelbelehrung

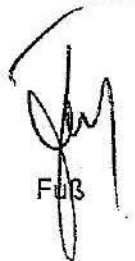
Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (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 17.03.2009

Vorsitzender



Fuß

Beisitzer



Matz

Beisitzer



Lüdke-Handjery