



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: **BK8-08/1041-11**

## Beschluss

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

wegen Festlegung zur Bestimmung der Erlösobergrenzen **u.a.**

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

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

gegenüber der **E.ON Bayern AG**, Heinkelstraße 1, **93049 Regensburg**, vertreten durch den Vorstand

- Netzbetreiber -

am **16.02.2009** beschlossen:

1. Die **kalenderjährlichen** Erlösobergrenzen des **Netzbetreibers** werden **für** den Zeitraum der ersten Regulierungsperiode gemäß Anlage 1 dieses Beschlusses festgelegt. Die Beschlusskammer behält sich vor, den Netzbetreiber zu verpflichten, seine jährliche Erlösobergrenze beginnend ab dem **01.01.2010** im Verlauf der Regulierungsperiode um die Mehrerlöse **einschließlich** einer angemessenen Verzinsung zu reduzieren, die er dadurch erzielt hat, dass er in der Zeit vom 29. Oktober 2005 bis zur erstmaligen Genehmigung der Netzentgelte nach der **StromNEV** seine ursprünglichen Entgelte beibehalten hat.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres - erstmalig zum 1. Januar 2010 - die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisindex nach § 8

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

3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, innerhalb von **8** Wochen nach Zugang dieses Bescheids unter Verwendung der vorgeschriebenen EXCEL-Datei eine Verprobungsrechnung der Entgelte und die schriftliche Dokumentation der Entgeltermittlung vorzulegen. Diese Datei ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden unter dem Menüpunkt: Sachgebiete → **Elektrizität/Gas** → Erhebung von Unternehmensdaten → Datenübermittlung **Mitteilungspflichten** nach § 28 ARegV.
4. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, zur **Gewährleistung** sachgerechter Entgelte bei den Messentgelten den auf Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen (Messstellenbetrieb) entfallenden Anteil der Entgelte gesondert auszuweisen.
5. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jährlich zum **01. Januar** – erstmals zum **01. Januar 2010** – die Anpassung der **Erlösbergrenzen** nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 ARegV sowie eine Änderung aufgrund der Änderung von Mehr- oder **Mindererlösen** nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 11 **StromNEV** mitzuteilen. **Hierzu** hat der Netzbetreiber ausschließlich die aktuelle Version der von der Bundesnetzagentur zum Download bereitgestellten EXCEL-Datei zu nutzen und diese vollständig und richtig ausgefüllt zu übermitteln. Beim Ausfüllen der **EXCEL**-Datei darf keine Veränderung an deren Struktur vorgenommen werden. Diese Datei ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden unter dem **Menüpunkt**: Sachgebiete → **Elektrizität/Gas** → Erhebung von Unternehmensdaten → **Datenübermittlung** Mitteilungspflichten nach § 28 ARegV.
6. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, der Beschlusskammer jährlich zum **01. Januar** erstmals zum **01. Januar 2010** – eine etwaige Anpassung der Netzentgelte schriftlich mitzuteilen. **Im** Falle einer Anpassung der Netzentgelte auf Grund von nach § 17 Abs. 2 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, zeitgleich die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten, insbesondere die Verprobungsrechnung der Entgelte sowie die Dokumentation der **Entgeltermittlung**, in schriftlicher und elektronischer Form vorzulegen.
7. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum **30. Juni** des **darauf** folgenden Kalenderjahres – erstmals zum **30. Juni 2010** – die zur Führung des

Regulierungskontos nach § 5 ARegV notwendigen Daten mitzuteilen. Dies betrifft insbesondere die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter **Berücksichtigung** der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen sowie die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sowie den Kosten für Zahlungen hinsichtlich **vermiedener** Netzentgelte und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen. Hierzu hat er ausschließlich die aktuelle Version der von der Bundesnetzagentur zum **Download** bereit gestellte EXCEL-Datei zu verwenden; diese ist vollständig und richtig ausgefüllt zu übermitteln. Beim Ausfüllen der EXCEL-Datei darf keine Veränderung an der Struktur vorgenommen werden. Diese Datei ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden unter dem Menüpunkt: Sachgebiete → **Elektrizität/Gas** → Erhebung von Unternehmensdaten **3** Datenübermittlung Mitteilungspflichten nach § 28 ARegV.

8. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, unverzüglich den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und **-aufspaltungen** nach § 26 ARegV schriftlich mitzuteilen.
9. Die elektronische die mitzuteilenden Informationen wird hiermit verpflichtend angeordnet. Dies betrifft Tenor zu 3., 5., 6., 7 und 10.. Für die elektronische **Übermittlung** hat der Netzbetreiber das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur, welches über die Internet-Seite **<http://www.bundesnetzagentur.de>** erreichbar ist, zu nutzen. **Sämtliche** Dokumente müssen vor der Übertragung im Energiedaten-Portal mit dem im Internet bereitgestellten Verschlüsselungsprogramm (zu finden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter der Adresse **<http://www.bundesnetzagentur.de>**; Menüpunkte: Sachgebiete → **Elektrizität/Gas** → Erhebung von Unternehmensdaten → „Download Verschlüsselungsprogramm“) verschlüsselt werden.
10. Der Netzbetreiber hat die Differenz nach § 25 Abs. 2 S. 1 ARegV **jährlich** 8 Wochen nach Vorliegen seines geprüften Jahresabschlusses für das vorangegangene Kalenderjahr schriftlich und elektronisch mitzuteilen. Zum gleichen Zeitpunkt hat er eine für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbare Darstellung seiner in der Regulierungsperiode zur Ausschöpfung des beantragten pauschalierten Investitionszuschlags **tatsächlich** erfolgten Investitionen und ihrer Kostenwirksamkeit schriftlich und elektronisch zu übermitteln. Zur Darstellung der Differenz nach § 25 Abs. 2 S. 1 ARegV hat er ausschließlich die aktuelle Version

der von der Bundesnetzagentur zum **Download**.bereitgestellten EXCEL-Datei zu verwenden; diese ist vollständig und richtig **ausgefüllt** zu übermitteln. Beim Ausfüllen der EXCEL-Datei darf keine Veränderung an der Struktur vorgenommen werden. Diese Datei ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden unter dem **Menüpunkt**: Sachgebiete → **Elektrizität/Gas** → Erhebung von Unternehmensdaten **3 Datenübermittlung** Mitteilungspflichten nach § 28 ARegV.

11. Der Antrag auf Berücksichtigung eines **Erweiterungsfaktors** wird abgelehnt.

12. Die Anträge auf Anerkennung der Härtefälle 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 des Anteils der nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten waren Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen. Aus diesem Grund wurden die Netzbetreiber aufgefordert, der Regulierungsbehörde eine elektronisch bereitgestellte EXCEL-Datei („Überleitungsrechnung“) mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen zu übermitteln.

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

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

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

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

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

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber darüber hinaus unter anderem mit Schreiben vom 29.10.2008 Gelegenheit gem. § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat insbesondere mit Schreiben vom 21.11.2008 Stellung genommen.

Der Netzbetreiber trägt in seinen Stellungnahmen insbesondere nachfolgende Punkte vor:

**a) Berücksichtigung der Gebühren für Genehmigungsbescheide als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (vgl. Punkt 3.2.2.1.2.)**

Von der E.ON Bayern AG wird die Meinung vertreten, dass die Kosten aus Gebührenbescheiden für die Entgeltgenehmigungen als dauerhaft nicht

beeinflussbare Kosten anzuerkennen und in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen seien.

**b) Berechnung der vorgelagerten Netzkosten und der vermiedenen Netzentgelte (vgl. Punkt 4.2.1.)**

In den Stellungnahmen wird seitens der E.ON Bayern AG vorgetragen, dass bei der Prognose der Kosten für die vorgelagerte Netzebene sowie der Aufwendungen für vermiedene Netzentgelte auf das Kalenderjahr abzustellen sei, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Es sei nicht der Planwert der Bundesnetzagentur für 2009 (Mengen 2007 / Preis 2008) anzusetzen, sondern es sei die erwartete Preisstellung des Jahres 2009 zu berücksichtigen.

**c) Strukturelle Besonderheiten nach § 15 ARegV (vgl. Punkt 3.3.2.)**

Der Netzbetreiber trägt vor, dass das Netzgebiet der E.ON Bayern AG im Wesentlichen durch ländliche Versorgungsstrukturen mit topographischen Herausforderungen und Erschwernissen für die Versorgung wie Berge (Voralpengebiet) und Wälder (z.B. Bayerischer Wald) geprägt sei. Aufgrund des hohen Anteils von 92 % unbesiedelter geografischer Fläche resultiere daraus eine relativ große mittlere Entfernung zwischen den Ortsnetzstationen. Da das Netz sei aufgrund dieser strukturellen Gegebenheiten nicht auf Leistungs- sondern auf Spannungshaltung ausgelegt. Insgesamt resultiere daraus ein zusätzlicher Mehraufwand in Höhe von jährlich rd. [REDACTED] €, die zusätzlich im Effizienzvergleich zu berücksichtigen seien.

Weiter trägt der Netzbetreiber vor, er habe im bundesdurchschnittlichen Vergleich in der Mittelspannung einen relativ niedrigen Verkabelungsgrad, woraus zusätzliche Instandhaltungskosten in Höhe von jährlich rd. [REDACTED] resultieren, die auch im Effizienzvergleich zusätzlich zu berücksichtigen seien.

Als weitere Besonderheit führt der Netzbetreiber an, sei das bayrische Versorgungsgebiet aufgrund härterer klimatischer Verhältnisse vermehrt von Stürmen, Eis und Schneefall betroffen, was zu einem erhöhten Schadensaufkommen bei den Freileitungen führe. Das Resultat seien zusätzlich zu berücksichtigende Instandhaltungskosten von jährlich rd. [REDACTED]

Eine weitere Besonderheit der Versorgungsaufgabe sei die hohe Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, die im Effizienzvergleich nicht hinreichend berücksichtigt seien.

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

**Wegen** der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte verwiesen.

## **II.**

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt auf Grundlage des § 4 **Abs. 1** und 2 ARegV i.V.m. den dort genannten Rechtsvorschriften und § 21a **Abs. 2** S.1 EnWG.

### **1. Zuständigkeit**

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

### **2. Ermächtigungsgrundlage**

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (**Erlösobergrenze**) gemäß § 4 **Abs. 1** ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22 und 25 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen **Erlösobergrenzen** erfolgt durch Festlegung nach § 29 **Abs. 1** EnWG i.V.m. § 32 **Abs. 1** Nr. 1 ARegV.

### **3. Effizienzwertermittlung/Ermittlung der Erlösobergrenze**

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

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

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

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

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

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der  $EO_t$  in der ersten **Regulierungsperiode** ist neben der, um den **sektoralen Produktivitätsfortschritt** ( $PF_t$ ) bereinigten allgemeinen **Geldwertentwicklung** ( $VPI$ ) nach §§ 8 und 9 ARegV und dem **Erweiterungsfaktor** ( $EF_t$ ) nach § 10 ARegV, die durch den **Verteilungsfaktor** ( $V_t$ ) gleichmäßig abzubauen bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau nach der zweiten Regulierungsperiode abgeschlossen sein soll (§ 16 Abs. 1 S. 2 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers **ermittelt** sich aus der Differenz der Gesamtkosten (§ 6 ARegV) nach **Abzug** der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV ( $KA_{dnb,t}$ ) und den mit dem **Effizienzwert** im Sinne des § 15 Abs. 3 S. 1 ARegV multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (§ 15 Abs. 3 S. 2 ARegV).

### 3.1. Effizienzvergleich (§§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 ARegV)

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

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



Ergeben sich künftig auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche **Änderungen** des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs. 1 S. 3 ARegV).

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

### **3.2. Methodik des Effizienzvergleichs (§§ 12 bis 14 i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV)**

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

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

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

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

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

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

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

### **3.2.1. Methodische Grundlagen**

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

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

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

ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt.'

#### 3.2.1.1. Kostentreiberanalyse

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

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

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

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

---

<sup>1</sup> BR-Drs. 417/07 S.54

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

#### **3.2.1.2. Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA)**

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

#### **3.2.1.3. Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis - SFA)**

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

#### **3.2.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

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

### 3.2.2.1. Aufwandsparemeter

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV wurden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Dabei ist zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne standardisierte Kapitalkosten zu unterscheiden. Bei der Ermittlung der Kosten ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr.1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden **Kostenprüfung** nach § 6 ARegV auszugehen. Für die erste Regulierungsperiode ist demnach gemäß § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der **Netzentgelte** nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen, die auf der **Datengrundlage** des **Geschäftsjahres** 2006 oder eines früheren Geschäftsjahres basiert. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr.2 ARegV die nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abzuziehen.

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

#### 3.2.2.1.1. Überleitungsrechnung

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

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

Die **Überleitungsrechnung** war ausgehend von den der letzten **Netzentgeltgenehmigung** zu Grunde liegenden Kosten auszufüllen. Die Netzbetreiber hatten hierbei die Möglichkeit, im Entgeltgenehmigungsverfahren nicht richtig zugeordnete Kostenbestandteile umzubuchen und so Zuordnungen zu korrigieren. Des Weiteren wurde durch die **Überleitungsrechnung** der in den Kosten des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nach § 23a EnWG enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr.9 bis 11 ARegV abgefragt. Die vorgenommenen Umbuchungen waren von den Netzbetreibern mit laufenden Nummern zu kennzeichnen und zu erläutern.

Die in der **Überleitungsrechnung** übermittelten Daten wurden von der **Regulierungsbehörde** auf ihre Konsistenz, **Plausibilität** und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

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

#### **3.2.2.1.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile**

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

Es wurden dabei die im Folgenden dargelegten Kostenbestandteile berücksichtigt:

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

Konzessionsabgaben sind **gemäß § 11 Abs. 2 Nr.2 ARegV** dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Konzessionsabgaben sind Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von **Letztverbrauchern** im Gemeindegebiet mit Energie **diene**n, entrichten (§ 48 Abs. 1 **EnWG**). Neben den entstehenden Kosten sind auch **die** erzielten Erlöse zu **berücksichtigen**.<sup>3</sup>

gleichen sich Kosten und Erlöse aus, so dass keine Anpassung der Erlösobergrenze erforderlich ist. „**Folgekosten**“ aus Konzessionsverträgen stellen keine dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß **§ 11 Abs. 2 Nr. 2 ARegV** dar. Der Wortlaut des **§ 11 Abs. 2 Nr. 2 ARegV** spricht unmissverständlich von „**Konzessionsabgaben**“. Diese klare Formulierung umfasst die Entgelte, die für die Inanspruchnahme der **Straßen**, Wege und Plätze einer Gemeinde aufgrund eines **Konzessionsvertrages** zu zahlen sind. Andere Leistungen sind von diesem Begriff nicht umfasst, was sich auch aus der

---

<sup>2</sup> BR-Drs. 417/07, S.51.

<sup>3</sup> BR-Drs. 417/07, S.51.

Konzessionsabgabenverordnung ergibt. § 3 KAV differenziert klar zwischen Konzessionsabgaben und anderen Leistungen im Rahmen des Konzessionsvertrags.

Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben **sind**.<sup>4</sup> 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 Ordnungsgeber hat bewusst die abstrakte Form des Verweises auf das Steuerrecht gewählt, um so der **Veränderbarkeit** des Steuerrechtes Rechnung zu tragen. Der Ordnungsgeber hat sich demgegenüber nicht **für** eine namentliche Nennung der zu berücksichtigenden Steuern entschieden. Maßgeblich ist somit die Rechtslage zum **Entscheidungszeitpunkt**.

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

Kostenerhöhungen, die auf der Grundlage genehmigter erhöhter Preise des vorgelagerten Netzes entstanden sind, konnten weitergegeben werden. Dies gilt nicht in gleicher Weise bei den Kosten für singulär genutzte Betriebsmittel. Sie unterliegen bestenfalls einer nachträglichen Kontrolle. Die Kosten für die Nutzung singulär genutzter Betriebsmittel konnten somit nicht in die genehmigungsfreie Anhebung der Netzentgelte einbezogen<sup>5</sup> werden.

Die Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber werden in der Höhe angesetzt, wie sie sich aufgrund der Absatzmenge des Jahres 2007 und der Preisstellung des Jahres 2008 ergeben. So wird ein möglichst zeitnaher Wert zugrunde gelegt. Spätere Abweichungen zu den Ist-Werten der Jahre 2008 und 2009 werden über die periodenübergreifende Saldierung **bzw.** das Regulierungskonto ausgeglichen.

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

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

Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Diesbezüglich geht die **Beschlusskammer** grundsätzlich davon aus, dass von dieser Regelung nur jene Mitarbeiter erfasst werden, die auf Grundlage eines Arbeitsvertrages direkt bei dem Netzbetreiber tätig sind.

Da die Überleitung von Arbeitnehmern auf den rechtlich **selbständigen** Netzbetreiber zum Zeitpunkt der letzten **Kostenprüfung** aus den verschiedensten Gründen noch nicht **vollständig** abgeschlossen war, wird für die erste Regulierungsperiode eine Übergangsregelung akzeptiert: Es ist **zulässig**, die Kosten für betrieblich und **tarifvertraglich** geregelte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Mitarbeitern als nicht beeinflussbare Kosten auszuweisen, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt sind, deren Tätigkeit aber ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgt und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber angestrebt ist. Will der Netzbetreiber von dieser **Übergangsregelung** Gebrauch machen, so hat er nachvollziehbar darzulegen und zu quantifizieren, welche **Mitarbeiter** ausschließlich für das Netz tätig sind und bis zum Abschluss der ersten Regulierungsperiode auf den Netzbetreiber im oben genannten Sinne übergeleitet werden.

Mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode können nur noch die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen derjenigen Mitarbeiter als nicht beeinflussbare Kosten ausgewiesen werden, **die** auf Grundlage eines unmittelbar mit dem Netzbetreiber geschlossenen Arbeitsvertrages ausschließlich dort tätig sind.

Von dieser **Übergangsregelung** sind **Personalzusatzkosten**, die im Rahmen von **Dienstleistungsverträgen** mit „konzernfremden“ Dritten entstehen, nicht erfasst, weil die betreffenden Personen per se nicht Mitarbeiter des Netzes sind.

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

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

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

---

<sup>5</sup> BR-Drs. 417/07, S.52.



Erlöse aus der **Auflösung** von Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S.1 Nr.4 StromNEV sind gemäß § 2 Nr.13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Beschlusskammer sieht **Netzanschlusskostenbeiträge** im Sinne § 9 Abs. 1 S.1 Nr.3 StromNEV ebenfalls als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten an, da diese nicht getrennt von den Baukostenzuschüssen behandelt werden **können**. Bei **beiden** Erlöspositionen handelt es sich um Kostenbeiträge von Netzkunden zum Netz. Der Grund warum Baukostenzuschüsse als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft wurden, ist laut **Begründung** des Bundesrates, „damit Verzerrungen im Effizienzvergleich, der auf standardisierte Kapitalkosten abstellt, ausgeschlossen werden können“? Die **Erfahrungen** aus den **Netzentgeltprüfungsverfahren** haben gezeigt, dass die Positionen Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse von den Netzbetreibern nicht scharf getrennt wurden. Um zu gewährleisten, dass es nicht zu dieser Verzerrung im Effizienzvergleich kommt, müssen auch die Netzanschlusskostenbeiträge **als** dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten angesehen werden.

§ 11 Abs. 2 ARegV beinhaltet einen abschließenden Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Hierin sind Kosten für Gebührenbescheide der Bundesnetzagentur nicht aufgeführt. Auch sind die Gebühren der Bundesnetzagentur nicht mit Betriebssteuern gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 3 ARegV vergleichbar. Hätte der Verordnungsgeber beabsichtigt, alle hoheitlichen Abgaben als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu betrachten, hätte er diese in den Katalog des § 11 Absatz 2 ARegV aufgenommen oder den § 11 Abs.2 Nr.3 ARegV als Regelbeispiel ausgestaltet. **Beides** ist nicht erfolgt.

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

| Kostenposition in der Netzentgeltprüfung |                                                                                                                                                                                                                                                                           | § 11 Abs. 2 Nr.: |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| 1.1.                                     | Materialkosten                                                                                                                                                                                                                                                            |                  |
| 1.1.1.                                   | Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe                                                                                                                                                                                                                          |                  |
| 1.1.1.2.                                 | Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen                                                                                                                                                                                           |                  |
| 1.1.1.2.a.                               | davon nach EEG                                                                                                                                                                                                                                                            | 1                |
| 1.1.1.2.b.                               | davon nach KWK-G                                                                                                                                                                                                                                                          | 1                |
| 1.1.1.2.c.                               | davon nach § 18 StromNEV                                                                                                                                                                                                                                                  | 8                |
| 1.1.2.                                   | Aufwendungen für bezogene Leistungen                                                                                                                                                                                                                                      |                  |
| 1.1.2.1.                                 | Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber                                                                                                                                                                                                                               | 4                |
| 1.2.                                     | Personalkosten                                                                                                                                                                                                                                                            |                  |
| 1.2.1.                                   | Löhne und Gehälter (ohne die Positionen 1.2.1.1. und 1.2.1.2.)                                                                                                                                                                                                            |                  |
| 1.2.1.1.                                 | der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratsstätigkeit                                                                                                                                                                                                | 10               |
| 1.2.1.2.                                 | der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen                                                                                                                                                                                                                     | 11               |
| 1.2.2.                                   | Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung                                                                                                                                                                                               |                  |
| 1.2.2.3.                                 | davon betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind                                                                                              | 9                |
| 1.2.2.4.                                 | davon Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen                                                                                                                                                                          | 11               |
| 1.4.                                     | Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)                                                                                                                                                       | 3                |
| 1.5.                                     | Sonstige betriebliche Kosten                                                                                                                                                                                                                                              |                  |
| 1.5.1.                                   | davon Konzessionsabgaben                                                                                                                                                                                                                                                  | 2                |
| 1.6.                                     | Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie von Erdkabeln nach § 21a Abs. 4 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit diese nicht in Investitionsbudgets nach § 23 enthalten sind | 7                |
| 5.                                       | Kostenmindernde Erlöse und Erträge                                                                                                                                                                                                                                        |                  |
| 5.1.                                     | Erhobene Konzessionsabgaben                                                                                                                                                                                                                                               | 2                |
| 5.4.                                     | Erlöse aus Auflösung von Netzanschlussbeiträgen                                                                                                                                                                                                                           | 13               |
| 5.5.                                     | Erträge aus Auflösung von Baukostenzuschüssen                                                                                                                                                                                                                             | 13               |
| 5.8.                                     | Sonstige Erlöse und Erträge                                                                                                                                                                                                                                               |                  |
| 5.8.1.                                   | Erlöse aus EEG                                                                                                                                                                                                                                                            | 1                |
| 5.8.1.1.                                 | davon aus Weitergabe des aufgenommenen EEG-Stroms (§ 4 EEG)                                                                                                                                                                                                               |                  |
| 5.8.2.                                   | Erlöse aus KWK-G                                                                                                                                                                                                                                                          | 1                |
| 5.8.2.1.                                 | davon aus KWK-Stromverkauf (§ 4 Abs. 2 KWK-G)                                                                                                                                                                                                                             |                  |
| 5.8.2.2.                                 | davon aus Ausgleichszahlungen von ÜNB (§ 9 Abs. 1 KWK-G)                                                                                                                                                                                                                  |                  |

Kapitalkosten für Altinvestitionen zählen nicht zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV. Dies stellt keinen Verstoß gegen § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG dar, wonach sich Effizienzvorgaben lediglich auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen haben. Denn Kapitalkosten für Altinvestitionen sind vom Netzbetreiber beeinflussbare Kostengrößen. Anders als Kostenanteile, die nicht auf zurechenbaren strukturellen

Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben oder Betriebssteuern (§ 21a Abs. 4 S. 2 Hs. 2 **EnWG**) beruhen, sind Kapitalkosten für Altinvestitionen gerade nicht der unternehmerischen Einflussnahme entzogen. Vielmehr hat der Netzbetreiber die **Möglichkeit**, seine ineffizienten Kapitalkostenbestandteile zu reduzieren, beispielsweise durch Verkauf von **Netzteilen**, Stilllegung und Abschreibung von nicht mehr genutzten Leitungen oder eine Anpassung der Ersatzinvestitionen an die tatsächlich erforderliche **Netzinfrastruktur**.

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

### 3.2.2.1.3. Vergleichbarkeitsrechnung

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr.3 S.1 ARegV **zur** Durchführung des **Effizienzvergleichs** so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche **Altersstrukturen** der Anlagen, Abschreibungs- und **Aktivierungspraktiken** entstehen können. Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr.3 **S.3** ARegV die **Fremdkapitalzinsen**, gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen **gemäß § 6 StromNEV**, und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung **gemäß § 7 StromNEV**.

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

Die Kapitalkostenannuität wird für jede Anlagengruppe der Anlage **■** der StromNEV mit **Hilfe** des **Annuitätenfaktors** und der Tagesneuwert wie folgt gebildet:

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

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

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

Durch die Kapitalkostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S.2 Nr. 4, S. 4 StromNEV auch die Verzinsung der Bilanzwerte der **betriebsnotwendigen** Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens vor. Diese Verzinsung und die Verzinsung der Grundstücke werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten **hierfür** werden berücksichtigt, indem die Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet auch insoweit § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung. Einer besonderen **Berücksichtigung** von **Abzugskapital** bedarf es nicht, weil auch im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatzherangezogen wird.

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S.1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der Tagesneuwerte wurden die der letzten Entgeltgenehmigung zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AWHK) und die von der Beschlusskammer mit Bescheid vom **17.10.2007** (ABl. Bundesnetzagentur Nr. **21/2007**, **S.4064** ff.) festgelegten Indexreihen verwendet<sup>7</sup>.

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

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

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

---

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

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

Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S.6 ARegV nach dem auf die **letzten** zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank **veröffentlichten** Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Dabei wird zur Bestimmung des Fremdkapitalzinses auf den Zeitraum von 1997 bis 2006 abgestellt, da 2006 in den weit **überwiegenden** Fällen das **Kalkulationsbasisjahr** ist. Hinzu kommt, dass die Kostenbasis **gemäß** § 34 Abs. 3 S. 3 und 4 ARegV angepasst wurde. Unterschiedliche **Kalkulationszinssätze** stünden Überdies auch **im** Widerspruch zur Zielsetzung der Vergleichbarkeitsrechnung.

| Jahr                                                                                                               | Umlaufrendite | 10-jahres-Mittel (in %) |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|-------------------------|
| 1994"                                                                                                              | 6,7           |                         |
| 1995                                                                                                               | 6,5           |                         |
| 1996                                                                                                               | 5,6           |                         |
| 1997                                                                                                               | 5,1           |                         |
| 1998                                                                                                               | 4,5           |                         |
| 1999                                                                                                               | 4,3           |                         |
| 2000                                                                                                               | 5,4           |                         |
| 2001                                                                                                               | 4,8           |                         |
| 2002                                                                                                               | 4,7           |                         |
| 2003                                                                                                               | 3,7           | 5,13                    |
| 2004                                                                                                               | 3,7           | 4,83                    |
| 2005                                                                                                               | 3,1           | 4,49                    |
| 2006                                                                                                               | 3,8           | 4,31                    |
| 2007                                                                                                               | 4,3           | 4,23                    |
| Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Februar 2008, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“.      |               |                         |
| * Für 1994: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Dezember 2007, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“. |               |                         |

Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten

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

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

| Jahr | Indexstand | Veränderungsrate | Veränderungsfaktor | 10-jahres-Mittel (in %) |
|------|------------|------------------|--------------------|-------------------------|
| 1991 | 75,9       |                  |                    |                         |
| 1992 | 79,8       | 0,051            | 1,051              |                         |
| 1993 | 83,3       | 0,044            | 1,044              |                         |
| 1994 | 85,6       | 0,028            | 1,028              |                         |
| 1995 | 87,1       | 0,018            | 1,018              |                         |
| 1996 | 88,3       | 0,014            | 1,014              |                         |
| 1997 | 90,0       | 0,019            | 1,019              |                         |
| 1998 | 90,9       | 0,010            | 1,010              |                         |

| Jahr | Indexstand | Veränderungsrate | Veränderungsfaktor | 10-jahres-Mittel (in %) |
|------|------------|------------------|--------------------|-------------------------|
| 1999 | 91,4       | 0,006            | 1,006              | 2,35                    |
| 2000 | 92,7       | 0,014            | 1,014              | 2,25                    |
| 2001 | 94,5       | 0,019            | 1,019              | 2,22                    |
| 2002 | 95,9       | 0,015            | 1,015              | 1,85                    |
| 2003 | 96,9       | 0,010            | 1,010              | 1,52                    |
| 2004 | 98,5       | 0,017            | 1,017              | 1,41                    |
| 2005 | 100,0      | 0,015            | 1,015              | 1,39                    |
| 2006 | 101,6      | 0,016            | 1,016              | <b>1,41</b>             |
| 2007 | 103,9      | 0,023            | 1,023              | 1,45                    |

Quelle: Statistisches Bundesamt<sup>8</sup>

Tabelle 2: Verbraucherpreisindex für Deutschland (Jahreswerte)

Hieraus leitet sich für den Verbraucherpreisgesamtindex für den Zeitraum **1997** bis 2006 ein durchschnittlicher Wert von **1.41** Prozent ab. Bei der Bestimmung des Verbraucherpreisgesamtindex wird auf den Zeitraum von **1997** bis **2006** abgestellt, da das **Basisjahr** der Erlösobergrenze **2006** ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

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

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

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

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

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

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von **3.62** Prozent.

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

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

### 3.2.2.2. Vergleichsparameter

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

Die Parameter müssen gemäß § 13 Abs. 3 **S.2** ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Dies ist gemäß § 13 Abs. 3 **S.3** ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 **S.4** ARegV insbesondere sein:

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

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 13 Abs. 3 **S.7** ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden wie bereits oben unter Ziffer 3.2.1.1 dargelegt, mittels wissenschaftlich anerkannter statistischer Analysemethoden die Vergleichsparameter aus den analysierten **möglichen** Vergleichsparametern ausgewählt, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen.

Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 **S.8** ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 **S.9** ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu **berücksichtigen**.

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

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

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

- **Stromkreislänge HS – Kabel:**

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden.



Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen.

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

Daraus ergibt sich folgende **Berechnungsformel**:

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

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

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

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

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

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

- **Stromkreislänge HS – Freileitung:**

Der verwendete Parameter „korrigierte Stromkreislänge in der Netzebene HS – Freileitung“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Freileitungen in der Netzebene HS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen war die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.

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

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

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

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

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

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

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

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

#### **Anschlusspunkte:**

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

- (1) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an Letztverbraucher und Objekt- und („yConnections.cus.[NE]“). Dies umfasst auch kundeneigene Stationen und **Umspannstationen**. Anschlusspunkte in der Niederspannung sind die Hausanschlüsse;
- (2) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an fremde nachgelagerte Netzebenen stattfindet („yConnections.dso.other.lower[NE]“). Dies umfasst auch Stationen und Umspannstationen der Weiterverteiler;
- (3) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an eigene nachgelagerte, Netzebenen stattfindet („yConnections.own.lower.[NE]“);

(4) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an benachbarte Netz- oder Umspannebenen stattfindet („yConnections.other.dso.same.[NE]“);

(5) Einspeisepunkte, in denen dezentrale Einspeisungen in das eigene Netz erfolgen

(6) Einspeisepunkte der 'Netzebene NS, in denen dezentrale Einspeisungen in das eigene Netz erfolgen und die darüber hinaus auch Netzanschlusspunkte sind, an denen eine **Übergabe** an Letztverbraucher, Objekt- und **Arealnetze** stattfindet („yInjection.points.ns.connection.point.ns“).

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

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

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

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

- Zeitgleiche Jahreshöchstlast HSIMS:

Die .korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HSIMS“ beinhaltet die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der Umspannebene HSIMS („yPeakload.hs\_ms“) gemessen in kW. Dabei handelt es sich um die: höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus der Umspannebene **HSIMS**.

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

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

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

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$y_{\text{Peakload.hs\_ms.unoccupied.cor}} = \frac{y_{\text{Peakload.hs\_ms}}}{(1 - y_{\text{share.unoccupied.meters.ms}})}$$

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

#### **Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS :**

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

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

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

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene **MS/NS** wird um den vom Netzbetreiber gemeldeten Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene NS korrigiert. Es wird

somit errechnet, welche zeitgleiche Jahreshöchstlast sich ergäbe, wenn alle Zählpunkte ausgelastet wären.

Daraus ergibt sich folgende **Berechnungsformel**:

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

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

- **Umspannstationen:**

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

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

$$+ \sum_{UE}^{NE} y_{\text{Substations.[UE]}} - \sum_{UE} (y_{\text{Substations.[UE]}} \cdot y_{\text{Substations.share.external.[UE]}})$$

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

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

- **Installierte dezentrale Erzeugerleistung:**

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

Zusätzlich wurde noch die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nach **KWKG**, die an die jeweilige Netz- oder

Umspannebene angeschlossen sind („yDecInstalled.Power.KWK.[NE/UE]“) sowie die Summe der installierten **Erzeugungsleistungen** aller sonstigen Kraftwerke und Erzeugungsanlagen, die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene angeschlossen sind („yDecInstalled.Power.others.[NE/UE]“) berücksichtigt.

Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

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

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

- **Versorgte Fläche NS:**

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

Als versorgte Fläche wird insoweit die bebaute Fläche ("Gebäude und Freiflächen (nur, bebaute Fläche)"; Flächenschlüssel 1001200) sowie Straßen, Wege und Plätze (Flächenschlüssel 510/520/530) verstanden. Wird eine Gemeinde von mehreren **Netzbetreibern** versorgt, werden lediglich die entsprechenden Flächenanteile berücksichtigt. Die versorgte Fläche entspricht somit dem Konzessionsgebiet **abzüglich** der nicht versorgten Flächen wie beispielsweise Wälder, Seen, Flüsse und nicht erschlossenen Gebieten.

Die versorgte Fläche bezieht sich **auf** den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der **Strukturdatenabfrage** gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im **Effizienzvergleich** als „yArea.supplied.ns“ bezeichnet.

- **Stromkreislänge NS:**

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

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

In der Netzebene NS beinhaltet die Stromkreislänge auch die Hausanschlussleitungen.

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

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

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

### 3.2.3. **Ausreißeranalyse**

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

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

#### 3.2.3.1. **DEA**

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

Zur Ermittlung von Ausreißern wurden statistische Tests durchgeführt. Dabei wurde die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber verglichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde. Der dabei festgestellte Unterschied wurde mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent identifiziert. Die auf diese Weise festgestellten **Ausreißer** wurden aus dem **Datensatz** entfernt.

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

#### **3.2.3.2. SFA**

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

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

#### **3.2.4. Konsistenzanalyse**

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

#### **3.2.5. Gutachten**

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

### **3.3. Effizienzwert des Netzbetreibers**

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

<sup>9</sup>

Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) ■ Sachgebiete ■ **Elektrizität/Gas** ■ Anreizregulierung ■ Berichte/Veröffentlichungen/Gutachten



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

Der sich aus den **Effizienzvergleichen** ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV).

Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus Anlage 5.

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

Der Netzbetreiber trägt vor, dass aufgrund von Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe ein höherer als der ermittelte **Effizienzwert** von 100 % festzulegen sei.

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

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

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

Zunächst sei dahingestellt, ob es sich bei den seitens des Netzbetreibers vorgetragenen Sachlagen um Besonderheiten **gem. § 15 ARegV** handelt. Eine Anpassung nach § 15 Abs. 1 ARegV kommt jedoch grundsätzlich nur in Ausnahmefällen und mit hinreichender Begründung in Betracht. Ein entsprechendes Vorbringen fehlt vorliegend. Ferner wurde für die **E.ON Bayern AG** ein **Effizienzwert** von 100 % ermittelt. Eine Festlegung eines höheren Effizienzwertes als 100 % wurde von dem Ordnungsgeber nicht vorgesehen (vgl. Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV).

#### 4. Ermittlung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers

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

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

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

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist somit in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind dann die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ( $KA_{dnb,t}$ ), die **vorübergehend** nicht beeinflussbaren ( $KA_{vnb,0}$ ) und die beeinflussbaren Kosten ( $KA_{b,0}$ ) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des **gleichmäßigen** Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist **sodann** der Verteilungsfaktor gemäß § 16 Abs. 1 i.V.m. §§ 12 bis 15 ARegV zu ermitteln.

Des Weiteren sind die sonstigen Bestandteile der Formel zu ermitteln, soweit diese einschlägig sind: der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt ( $PF_t$ ) bereinigten allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nach § 10 ARegV und das **Qualitätselement** ( $Q_t$ ) nach § 18 ff. ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und des Erlöspfades der Netzbetreiber findet sich in Anlage 1.

##### 4.1. Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenzen

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der **Erlösobergrenze** erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die erste **Regulierungsperiode** ist demnach gemäß § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen. Als **Basisjahr** der ersten Regulierungsperiode gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 5 ARegV das Jahr 2006.

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

Der BGH hatte sich in den vorstehenden Rechtsbeschwerdeentscheidungen mit den Entgeltgenehmigungen der ersten Genehmigungsrunde auseinanderzusetzen. Die vom BGH

in diesem Zusammenhang behandelten Rechtsfragen betrafen die Anlagen im Bau (§ 7 Abs.1 S.3 StromNEV) und die angemessene Höhe der Verzinsung des die zulässige Eigenkapitalquote von **40%** übersteigenden Eigenkapitalanteils wie Fremdkapital (§ 7 Abs.1 S.3 i.V.m. § 5 Abs.2 HS.2 StromNEV).

Es kann dahinstehen, ob der BGH diese Rechtsfragen abschließend zugunsten des **Netzbetreibers** entschieden hat, **da** der **Bestimmung** des Ausgangsniveaus ~~nach~~ § 6 Abs.2 ARegV eine formell und materiell **bestandskräftige** Entscheidung der Beschlusskammer zu Grunde liegt.<sup>10</sup> Diese Entscheidung ist Grundlage der Ermittlung des Ausgangsniveaus.

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

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

#### 4.1.1. Anpassung der Eigenkapitalverzinsung

Grundsätzlich ist gemäß § 6 Abs. 2 ARegV die Eigenkapitalverzinsung heranzuziehen, die dem Ergebnis der letzten Kostenprüfung nach § 23a EnWG entspricht. Ausgangspunkt für die Anpassung der Eigenkapitalverzinsung ist § 7 Abs. 6 StromNEV. Demnach sind die Eigenkapitalzinssätze vor Beginn einer Regulierungsperiode der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur festzulegen und in Anwendung zu bringen. Für die Bestimmung der **Erlösobergrenze** zu Beginn der Anreizregulierung wurde mit der Festlegung vom 07.07.2008 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 1312008, 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

<sup>10</sup> Hinsichtlich der Verzinsung des die zulässige Eigenkapitalquote von **40%** übersteigenden Eigenkapitalanteils **wie** Fremdkapital hat der BGH die tatrichterliche **Würdigung** des OLG Koblenz als unzureichend gerügt und die Sache lediglich zur erneuten Entscheidung an das **OLG** Koblenz zurückverwiesen. Das **OLG** Koblenz wird daher erneut, ggf. unter Inanspruchnahme eines **Sachverständigen**, tatrichterlich zu würdigen haben, ob und in welchem Umfang ein Risikozuschlag auf den ermittelten Zins angemessen wäre.

Herleitung der Zinssatzhöhe wird auf die Festlegung verwiesen. Diese Festlegung würde leerlaufen, wenn die neuen Eigenkapitalzinssätze nicht im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt würden. § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV steht somit in einem Spannungsverhältnis zu § 6 Abs. 2 ARegV. Zugunsten der Netzbetreiber wird **bezüglich** der Eigenkapitalverzinsung § 7 Abs. 6 StromNEV von der Beschlusskammer als *lex specialis* angesehen und genießt somit Vorrang vor § 6 Abs. 2 ARegV. Eine Anpassung der Eigenkapitalverzinsung auf den neu festgelegten Zinssatz ist auch nicht durch § 4 Abs. 3 S.2 ARegV ausgeschlossen, da die Eigenkapitalverzinsung keine Kostenposition des § 11 Abs. 2 ARegV darstellt.

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

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

Die genaue Berechnung ist aus der Anlage 6 ersichtlich.

#### 42 Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten

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

##### 4.2.1 Vorgelagerte Netzkosten

Die Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber werden in der Höhe angesetzt, wie sie sich **aufgrund** der **Absatzmenge** des Jahres 2007 und der Preisstellung des Jahres 2008 ergeben. So wird ein möglichst zeitnaher Wert zugrunde gelegt. Spätere Abweichungen zu den Ist-Werten der Jahre 2008 und 2009 werden über die periodenübergreifende Saldierung bzw. das Regulierungskonto ausgeglichen (vgl. 3.2.2.1.2.).

Dem Begehren des Netzbetreibers, die erwartete Entgeltsteigerung des vorgelagerten Netzbetreibers zu berücksichtigen, konnte nicht entsprochen werden, da keine hinreichend

gesicherten Erkenntnisse vorliegen. Im Übrigen erfolgt ein Ausgleich dieser möglichen Differenz gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV über das Regulierungskonto. Gleiches gilt für die Zahlungen von vermiedenen Netzentgelten.

#### 4.2.2 Pauschalierter Investitionszuschlag gemäß § 25 ARegV

Sofern der Netzbetreiber einen Antrag auf pauschalierten Investitionszuschlag gemäß § 23 Abs. 1 ARegV gestellt hat, wurde dem Antrag in der in Anlage 8 zu entnehmenden Höhe stattgegeben.

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

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

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

##### 4.2.2.1 Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags

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

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

---

<sup>11</sup> BR-Dr. 417/07, S.70

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

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

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

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

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

Eine andere Auslegung würde implizit bedeuten, dass jeweils ein Prozent der Kapitalkosten der jährlichen Investitionen eines **Netzbetreibers** als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in die Erlösobergrenze **eingehen**.<sup>12</sup> Die Folge wäre dann eine zumindest teilweise Befreiung der Kapitalkosten von Effizienzvorgaben. Bei dieser Auslegung dass in den genehmigten Erlösobergrenzen auch Kapitalkosten enthalten sind und diese – soweit sie effizient sind – während der gesamten Regulierungsperiode fortwirken, auch wenn deren Nutzung während der Regulierungsperiode endet und auslaufende Abschreibungen und

<sup>12</sup> Dabei wird der Unterschied zwischen den Kapitalkosten gemäß StromNEV und den Kapitalkosten nach Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr.3 i.V.m. Abs. 2 ARegV außer Acht gelassen.

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

Schließlich legt § 25 Abs. 2 ARegV fest, dass die Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags ein Prozent der nach § 34 Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 ARegV ermittelten Kapitalkosten pro Kalenderjahr nicht überschreiten darf. Somit wird neben der Höhe gleichzeitig eine Obergrenze für den pauschalierten Investitionszuschlag eingeführt, die sich auf jedes Kalenderjahr der ersten Regulierungsperiode bezieht.

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

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

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

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

4222 Ausgleich in der folgenden Regulierungsperiode (§ 25 Abs. 3 ARegV)

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

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

**4.2.2.3.** Weitere Rechtsfolgen **der** Einbeziehung eines pauschalierten, Investitionszuschlags

Für den Fall der Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags in die Erlösobergrenze hat der Netzbetreiber gemäß § 28 Nr.7 ARegV der Regulierungsbehörde gegenüber die Differenz nach § 25 Abs. 3 S.1 ARegV<sup>13</sup> mitzuteilen, d.h. den Differenzbetrag zwischen einbezogenem pauschalierten Investitionszuschlag und den tatsächlichen Investitionen. Darüber hinaus ist nach § 28 Nr. 7 ARegV eine für einen sachverständigen Dritten nachvollziehbare Darstellung der zur Ausschöpfung des beantragten **pauschalierten**, Investitionszuschlags erfolgten Investitionen und ihrer Kostenwirksamkeit zu erstellen. Eine inhaltliche **Einzelprüfung** des Investitionsbedarfs erfolgt **nicht**.<sup>14</sup>

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

**4.3.** Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 3 S.1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten **Effizienzwert** multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. In diesen sind

<sup>13</sup> Bei dem im amtlichen Text des § 28 Nr.7 ARegV enthaltenen Verweis auf § 25 Abs. 2 S.1 ARegV handelt es sich insoweit um ein redaktionelles Versehen.

<sup>14</sup> BR-Dr. 417/07, S.70 f.



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

Die Höhe der **vorübergehend** nicht beeinflussbaren Kosten ist Anlage 1 dort unter 2.3 zu entnehmen.

#### 4.4, Beeinflussbare Kosten

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

Die Höhe der beeinflussbaren Kosten ist Anlage 1 dort unter 2.3 zu entnehmen.

#### 4.5. Individuelle Effizienzvorgabe

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 S.1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten **Ineffizienzen** unter Anwendung eines **Verteilungsfaktors** rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die erste Regulierungsperiode wird die individuelle **Effizienzvorgabe** gemäß § 16 Abs. 1 S.2 ARegV dahingehend bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen ist. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten **Ineffizienzen** in der ersten Regulierungsperiode innerhalb von zehn Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein

von

#### 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](http://www.destatis.de) / Preise / Verbraucherpreise / Gesamtindex nach 12 Abteilungen: Tabelle: Verbraucherpreisindex für Deutschland, **2005=100**, Spalte: Gesamtindex (alle 12 Abteilungen)). Entsprechend dem  $\frac{VPI_t}{VPI_0}$  der in Anlage 1 zu § 7 aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2007 zum VPI für das Jahr 2006 für das erste Jahr der ersten Regulierungsperiode (2009) einen Inflationierungsfaktor in Höhe von 1,0226. Die

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

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

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

#### **4.7. Produktivitätsfaktor (Pft)**

Internationale **Erfahrungen** mit **Anreizregulierungssystemen** zeigen, dass in monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen wie den Strom- und **Gasnetzen** bei der Simulation von Wettbewerb durch Einführung einer Anreizregulierung höhere **Produktivitätssteigerungen** zu realisieren sind als in wettbewerblich organisierten Märkten. In funktionsfähigen **Wettbewerbsmärkten** zwingen die **Marktkräfte** die **Marktteilnehmer** dazu, **Produktivitätsfortschritte** zu realisieren und die daraus resultierenden Zugewinne in Form niedrigerer Preise an die Kunden weiterzugeben. Im Rahmen der Anreizregulierung der Strom- und Gasnetze ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen nicht nur zu berücksichtigen, wie ein Netzbetreiber seine individuelle Effizienz gegenüber anderen Netzbetreibern verbessern kann (individuelle **Effizienzvorgabe**) sondern auch, wie sich die **Produktivität** der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor.

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

In der ersten **Regulierungsperiode** beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber jährlich 1,25 Prozent, in der zweiten **Regulierungsperiode** jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs. 2 ARegV). Dies bedeutet, dass jeder Netzbetreiber über die individuelle Effizienzgrenze hinaus seine Kosten bezogen auf das **Vorjahr** um weitere 1,25% abbauen muss.

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

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

Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen **Regulierungsperiode** im Verhältnis zum ersten Jahr der **Regulierungsperiode** ( $PF_3$ ) ergeben sich demgemäß mittels des folgenden Algorithmus:  $(1 + 0,0125)^t - 1$  (siehe dazu Anlage **II** 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. **II** 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 – 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.<sup>15</sup> 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 \_\_\_\_\_ 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 \_\_\_\_\_ - liegt. Der Verordnungsgeber hat den bereits im Vorfeld der Veröffentlichung des Berichtes der Bundesnetzagentur vorgetragenen Einwendungen hinsichtlich der Ermittlungsmethodik durch einen äußerst **großzügigen** Sicherheitsabschlag Rechnung getragen.

#### **4.8. Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV)**

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

Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus Anlage 2 zu § 10 ARegV. Die Formel in Anlage 2 zu § 10 ARegV verlangt zunächst Werte **für** die Fläche des Versorgten Gebietes ( $F_{0,i}$ ), die **Anzahl** der Anschlusspunkte ( $AP_{0,i}$ ) oder der zeitgleichen Jahreshöchstlast ( $L$  Basisjahr der Anreizregulierung. Basisjahr in diesem Sinne ist nach § 6 Abs. 2 ARegV das Geschäftsjahr 2006. Weiterhin sind die vorgenannten Werte im Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode anzugeben ( $F_{t,i} / AP_{t,i} / L_{t,i}$ ). Durch den Index  $t,i$  wird lediglich die Aussage getroffen, dass diese Formel sich auf ein bestimmtes **Kalenderjahr** in der

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

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

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

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

Der bezüglich dieses Sachverhaltes hilfsweise gestellte Härtefallantrag gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV wird ebenfalls abgelehnt. § 10 ARegV regelt die Möglichkeit der Anpassung des \_\_\_\_\_ einer nachhaltigen Veränderung der Versorgungsaufgabe abschließend. Bereits nach der Beschreibung der Veränderung der Versorgungsaufgabe in § 10 ARegV kann diese nicht unvorhersehbar für den Netzbetreiber sein. Auch die Systematik von § 4 Abs. 4 ARegV zeigt, dass sich die **beiden** Fälle ausschließen. Für einen Härtefallantrag nach § 4 S. 1 Nr. 2 ARegV **wäre** darüber hinaus auch **darzulegen** gewesen, warum die Beibehaltung der Erlösobergrenze in diesem konkreten Fall eine nicht zumutbare Härte darstellt.

#### 49 Qualitätselement

Auf die Erlösobergrenzen 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 Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen. Die Differenzen sind gemäß § 5 Abs. 2 S.1 in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich gemäß § 5 Abs. 2 S.2 ARegV aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich gemäß § 5 Abs. 2 S.3 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5%, so sind gemäß § 5 Abs. 3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen. Die Bundesnetzagentur ermittelt gemäß § 5 Abs. 4 S.1 ARegV den Saldo des Regulierungskontos im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode. Der Ausgleich des gemäß § 5 Abs. 4 S.2 ARegV durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV findet gemäß § 5 Abs. 4 S.4 ARegV nicht statt.

#### **4.11. Zwischenergebnis (Erlösobergrenze nach Regulierungsformel)**

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

#### **4.12. Periodenübergreifende Saldierung**

Mehr- oder Mindererlöse der Jahre 2006 bis 2008 nach § 11 StromNEV sind gemäß § 34 Abs. 1 S. 1 ARegV in der ersten Regulierungsperiode als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder Erlöse im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV zu behandeln.

Netzbetreiber sind gemäß § 34 Abs. 1

§ 11 S. 1 StromNEV verpflichtet, nach

Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den in dieser **Kalkulationsperiode** aus Netzentgelten erzielten Erlösen und den für diese **Kalkulationsperiode** nach Abschnitt 1 des Teils 2 StromNEV zu Grunde gelegten Netzkosten zu ermitteln.

Zur Ermittlung der **netzscharfen** periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2007 werden für die abgeschlossene Kalkulationsperiode die **Absatzmengen** ermittelt. Durch Multiplikation der genehmigten Entgelte mit den Istmengen und unter Hinzufügung der sonstigen realisierten Netzentgelte (z.B. individuelle Netzentgelte) werden die Erlöse aus Netzentgelten des Jahres 2007 ermittelt. Die relevanten Kosten werden gebildet, indem die genehmigten Kosten durch die tatsächlichen Kosten aus dem vorgelagerten Netz und den Kosten für vermiedene Netzentgelte bereinigt werden. Aus der Differenz der Erlöse zu den bereinigten, genehmigten Netzkosten für 2007 ergeben sich die Mehr- oder Mindererlöse. Diese Mehr- bzw. Mindererlöse werden entsprechend dem Zeitanteil linear berechnet, in dem 2007 von der Beschlusskammer genehmigte Entgelte bestanden. Der Zeitanteil der Mehr- oder Mindererlöse wird tagesgenau berechnet, wobei für das Gesamtjahr 365 Tage zugrunde gelegt werden. Für 2007 wird die Hälfte dieser Differenz als durchschnittlich gebundener Betrag bezogen auf den Genehmigungszeitraum verzinst. Der Differenzbetrag zuzüglich der Zinsen für 2007 bildet die Grundlage für die Zinsberechnung für 2008. Die Verzinsung wird dabei sowohl für Mindererlöse als auch für Mehrerlöse jeweils mit einem Zinssatz von 4,23 % berechnet. Die Berechnung des Zinssatzes ergibt sich aus der Festlegung der Beschlusskammer vom 02.05.2007 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 9/2007, S. 2017 ff.), dort heißt es "Der Zinssatz für die Verzinsung des **durchschnittlich** gebundenen Betrages und des **durchschnittlichen** 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 **aufgezinst** Differenzbetrag wird anschließend annuitätisch mit dem Zinssatz von 4,23 % gemäß § 11 StromNEV zu einem Drittel bei der Erlösobergrenze 2009 berücksichtigt. Ein weiteres Drittel wird in die Erlösobergrenze 2010 und das verbleibende Drittel in die Erlösobergrenze 2011 einbezogen.

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



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

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

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

Analog wird die Beschlusskammer im kommenden Jahr einen Mehr- oder Mindererlös für 2008 ermitteln und dem Netzbetreiber danach den Betrag mitteilen, der gemäß § 34 Abs. 1

1 **StromNEV** den genehmigten Erlösobergrenzen für 2010, 2011 und 2012 noch hinzuzurechnen ist. Der so ermittelte Betrag wird als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder Erlöse angesetzt.

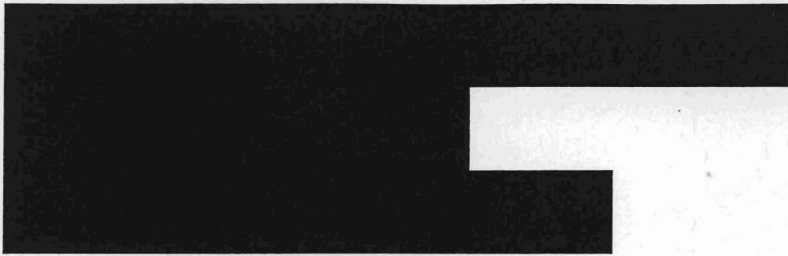
#### **4.13. Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Netzveränderungen**

Im Rahmen der Berechnung der Erlösobergrenzen wurde der Netzbetreiber aufgefordert alle Netzkäufe, Netzübergänge **bzw.** Netzabgaben anzuzeigen, die das Netz seit dem Jahresabschluss, welcher Grundlage des letzten Genehmigungsbescheides war, bis zum 31.12.2008 verändert haben.

Seitens der E.ON Bayern AG wurden die im Folgenden aufgeführten Netzabgaben abschließend benannt:

[REDACTED]

[REDACTED]



Für die benannten Netzaufgaben wurde von der Bundesnetzagentur pauschaliert und zusammengefasst ein vorläufiger Wert in Höhe von *E* ermittelt, der in den Erlösobergrenzen kostenmindernd anzusetzen ist. Bei diesem in Ansatz gebrachten Wert handelt es sich um einen vorläufigen Schätzwert der unter dem Vorbehalt einer nachträglichen exakten Wertermittlung steht.

Der Netzbetreiber wird aufgefordert, sobald die Daten aus Vereinbarungen vorliegen, diese der Bundesnetzagentur zur Prüfung und **exakten Wertermittlung** zur Verfügung zu stellen.

#### **4.14. 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 Entgeltgenehmigungsinde 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 ab dem **1.1.2010** umgesetzt.

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

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

### III.

#### 1. Tenor zu 2)

Gemäß § 4 Abs. 3 Satz 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum **1.** Januar eines Kalenderjahres anzupassen, wobei die Anpassung der Erlösobergrenzen im ersten Jahr der Regulierungsperiode ausgeschlossen ist (§ 4 Abs. 3 Satz 3 ARegV). Gleiches gilt bei der **Änderung** von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. **1** bis **6**, **6** bis **10** und **13**, Satz 2 und 3. Auch eine Änderung von Mehr- oder **Mindererlösen** im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung nach § **34** Abs. **1** ARegV i.V.m. § 11 StromNEV führt zu einer Anpassung der Erlösobergrenze. Gemäß § 11 StromNEV sind Netzbetreiber verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen Erlösen und Netzkosten zu ermitteln. Daher ändert sich der Kosten- **bzw.** Erlösanteil aus der periodenübergreifenden Saldierung im Laufe der Regulierungsperiode notwendigerweise. **Es** ist **sachlich** gerechtfertigt, diese Änderungen auch in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen, denn ansonsten würden Kosten beim Netzbetreiber verbleiben **bzw.** Erlöse nicht den Netznutzern zu Gute kommen.

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

## 2. Tenor zu 3)

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

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

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

In **Ausübung** dieser Befugnis ordnet sie an, dass die **Übermittlung** der Unterlagen innerhalb von 8 Wochen nach Zugang dieses Bescheids zu erfolgen hat.

## 3. Tenor zu 4)

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

## 4. Tenor zu 5)

Die Anordnung des Tenors zu 5) ergeht auf Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG, §§ 32 Abs. 1 Nr. 11 i.V.m. 28 Nr. 4 ARegV. Gemäß § 28 Nr. 4 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, eine Anpassung der Netzentgelte auf Grund von geänderten **Erlösobergrenzen** nach § 17 Abs. 2 ARegV jährlich zum 1. Januar mitzuteilen. § 17 Abs. 2 ARegV sieht eine Anpassung

der Netzentgelte zwingend vor, wenn sich aus einer Anpassung der **Erlösobergrenze** nach § 4 Abs. 3 und 5 ARegV eine Absenkung der Netzentgelte ergibt. Im Übrigen ist der Netzbetreiber im Falle einer Anpassung der **Erlösobergrenze** nach § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV zur Anpassung der Netzentgelte berechtigt. Gleiches gilt im Falle einer Anpassung der Erlösobergrenzen **aufgrund** der Änderung von Mehr- oder Mindererlösen im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § III StromNEV. Denn auch in diesem Fall entspricht es Sinn und Zweck der Norm, die Netzkunden zeitnah von einem Sinken der Erlösobergrenze profitieren zu lassen.

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

#### **5. Tenor zu 6)**

Gemäß § 17 Abs. 2, 3 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Absenkung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV verpflichtet, die Netzentgelte jeweils zum I. Januar eines Kalenderjahres anzupassen, „soweit sich daraus nach § 17 Abs. 1 ARegV eine Absenkung der Netzentgelte ergibt.“ 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. I Nr. 11 ARegV kann die **Bundesnetzagentur** Entscheidungen zur Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 zu erhebenden und mitzuteilenden Daten treffen. In Ausübung dieses Befugnis ordnet sie an, dass die Übermittlung der Verprobungsrechnung und der Dokumentation der Entgeltbildung innerhalb von 8 Wochen nach Zugang des Bescheids zu erfolgen hat. Damit wird den Netzbetreiber ausreichend Zeit gewährt, die festgelegten Erlösobergrenzen gem. § 17 ARegV in Entgelte umzusetzen.

#### **6. Tenor zu 7)**

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

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

#### **7. Tenor zu 8)**

Gemäß § 28 Nr. 8 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und **–aufspaltungen** nach § 26 ARegV anzuzeigen. Dies betrifft insbesondere den **Übergang** oder die Addition von Erlösobergrenzen nach § 26 Abs. 1 ARegV.

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

In Ausübung dieser Befugnis ordnet sie an, dass der Netzbetreiber ohne **schuldhaftes** Zögern den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und **–aufspaltungen** nach § 26 ARegV anzuzeigen hat. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Bundesnetzagentur zeitnah von dem Sachverhalt erfährt und **überprüfen** und sicherstellen kann, dass die Vorgaben des § 26 ARegV erfüllt werden.

#### **8. Tenor zu 9)**

Die Anordnung, für die **Datenübermittlung** das von der Bundesnetzagentur bereitgestellte Energiedaten-Portal als Übertragungsweg zu **verwenden**, ergeht auf Grundlage des §§ 29 Abs. I EnWG, § 32 Abs. I 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 **Bedienoberfläche**. Dieses Datenformat gewährleistet ferner das Zustandekommen einheitlicher Datensätze und ist somit eine notwendige Voraussetzung für eine zügige Überprüfung der Entgelte. Die EXCEL-Dateien sind **vollständig** und richtig ausgefüllt und ohne **Veränderung** der Struktur – beispielsweise durch Einfügen oder Streichen von einzelnen **Tabellenblättern**, Spalten oder Zeilen – verschlüsselt über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die Dateien werden

teilweise schreibgeschützt zur **Verfügung** gestellt, denn nur dies ermöglicht eine zügige und zuverlässige Prüfung.

#### **9. Tenor zu 10)**

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

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

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

#### **10. Tenor zu 11)**

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

#### **11. Tenor zu 12)**

Der unter Hinweis auf die Regelung des § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV 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 Verteilernetzbetreiber **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. Letzteres ergibt sich insbesondere daraus, dass die Kosten der Verlustenergiebeschaffung bei dem Netzbetreiber nach der letzten Kostenprüfung in untergeordneter Größenordnung im Bezug auf die anerkannte Gesamtkostensumme lagen. 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. Insoweit ist auch der isolierte Blick auf eine einzige Kostenart und deren möglicherweise überproportionale Steigerung nicht mit der Zielsetzung des § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV in Einklang zu bringen, **zumal** bei einer solchen Betrachtung Kosten senkende Effekte ausgeblendet sind.

Im vorliegenden Fall haben sich nach Angaben des Netzbetreibers die Kosten der Verlustenergiebeschaffung von E auf E (Plankosten 2009) erhöht. Diese geltend gemachten Kosten sind bislang keinerlei Effizienzkontrolle unterzogen worden. Davon unabhängig bewegt sich die Größenordnung der Kostensteigerung -bezogen auf die Gesamtnetzkosten- im Rahmen üblicher Schwankungsbreiten. Es kann im vorliegenden Fall folglich dahinstehen, ab welcher Größenordnung eine unzumutbare Härte unter Würdigung der Gesamtumstände anzunehmen wäre. 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.

Der mit Datum vom 26.09.2008 gestellte Härtefallantrag aufgrund der Erhöhung der Kosten der Vergütung für vermiedene Netzentgelte wird aus benannten Gründen ebenfalls abgelehnt (vgl. auch Punkt 4.2.1.).

## **12. Verstoß gegen Auflagen**

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



#### IV.

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

#### V.

Die beigelegten Anlagen 1 bis 8 sind Bestandteil dieses Beschlusses.

#### Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tuipenfeld 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 **16.02.2009**

Vorsitzender



Fuß

Beisitzer



Bender

Beisitzer

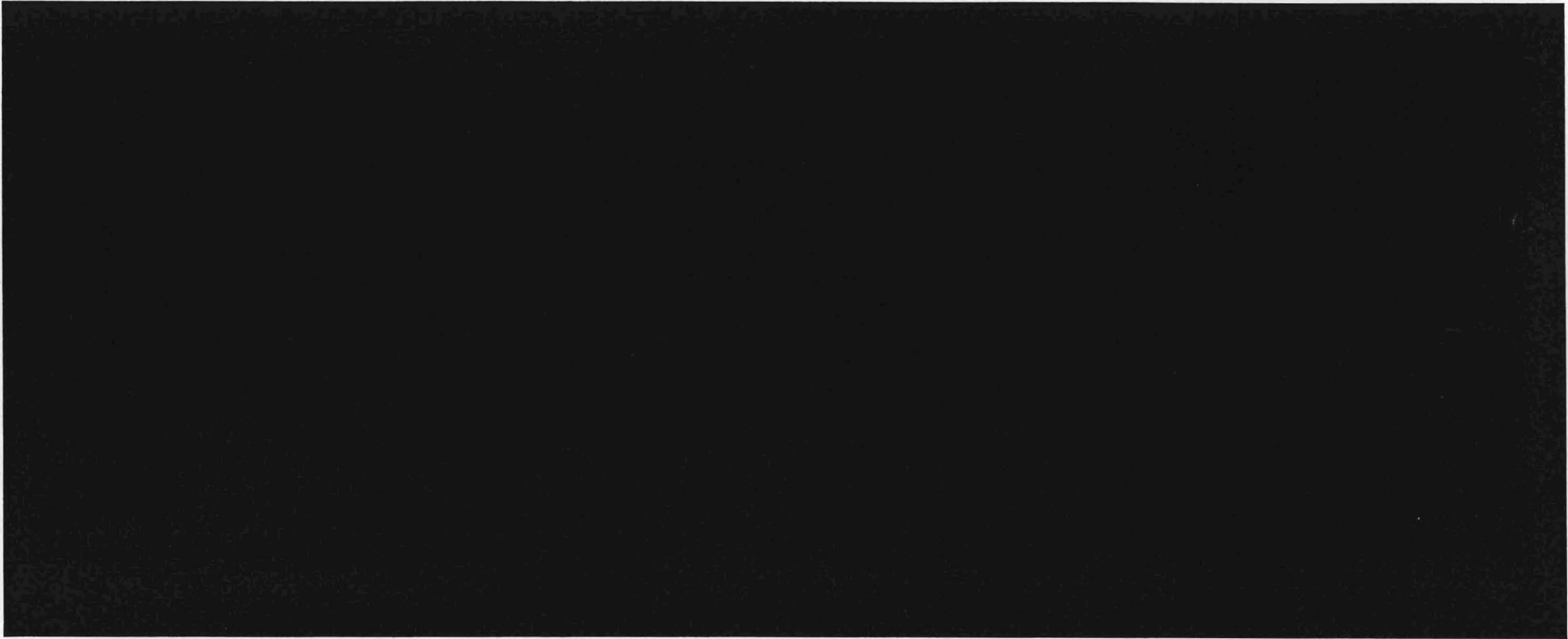


Matz

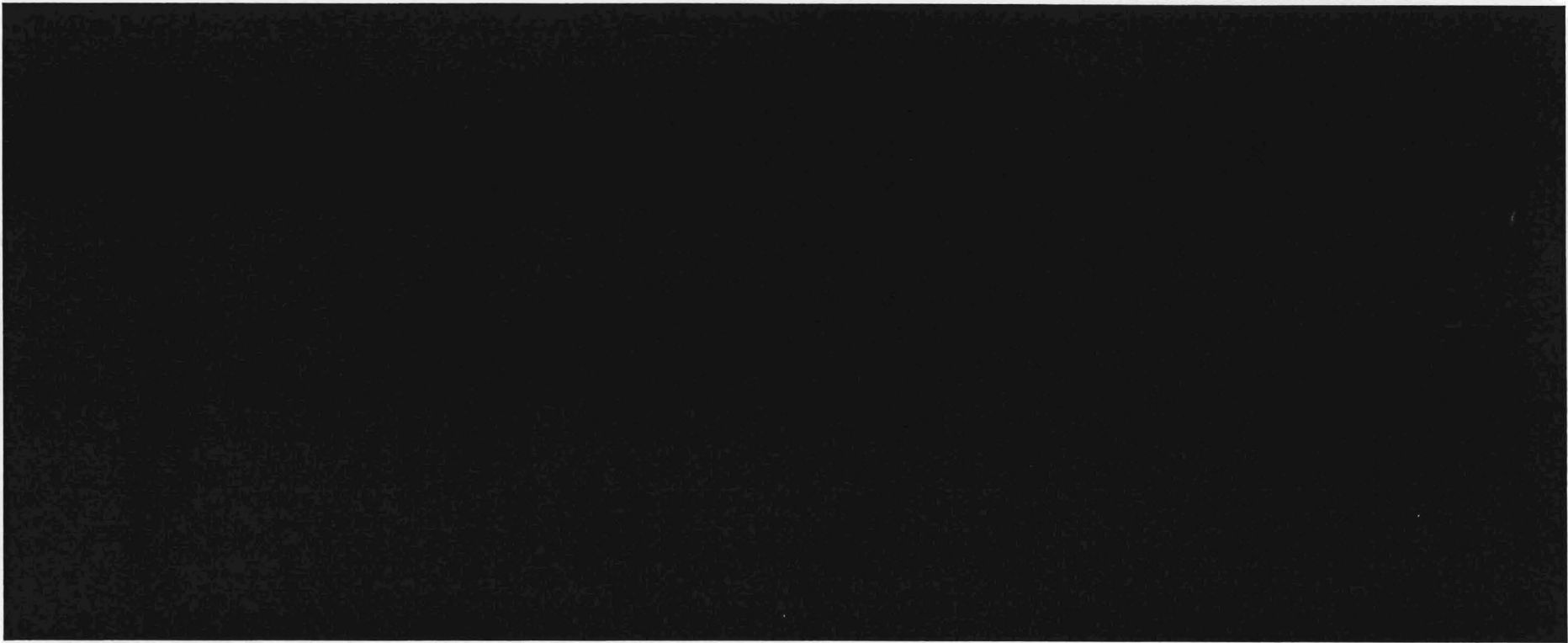
| Stammdaten      |                |
|-----------------|----------------|
| Aktenzeichen:   |                |
| Netzbetreiber:  | E.ON Bayern AG |
| Bundesland:     | Bayern         |
| Zuständigkeit:  | Bund           |
| Verfahren:      | Regelverfahren |
| Basisjahr:      | 2006           |
| Betriebsnummer: |                |
| Netznummer:     | 1              |

## Inhaltsverzeichnis

A1 ErlösobergrenzeA2 AufwandsparameterA3 VergleichsparameterA4 VergleichbarkeitsrechnungA5 Ergebnis EffizienzvergleichA6A7 Anerkennungstabelle PSAB Pauschalierter Investitionszuschlag



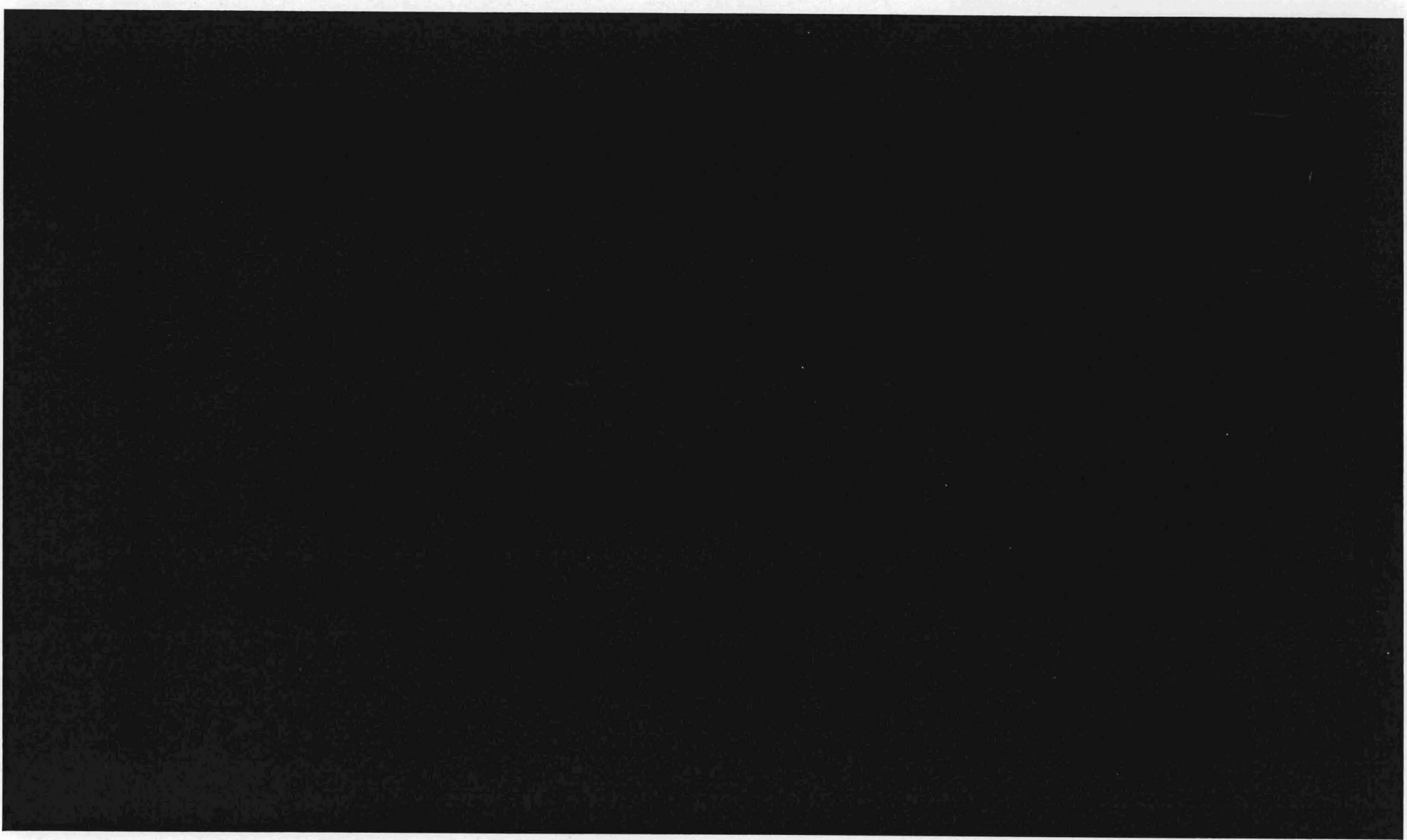
Stand: 13.02.2009



Stand: 13.02.2009



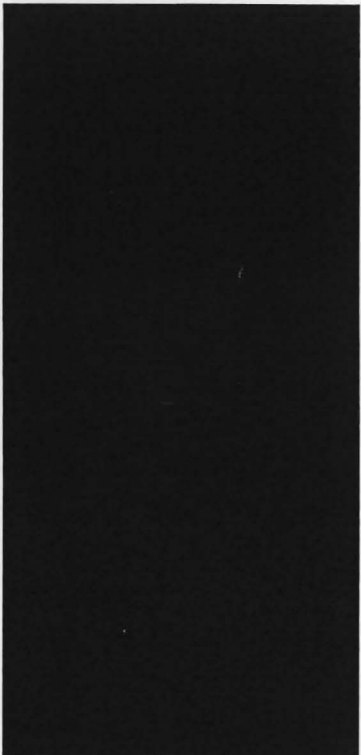
Stand: 13.02.2009

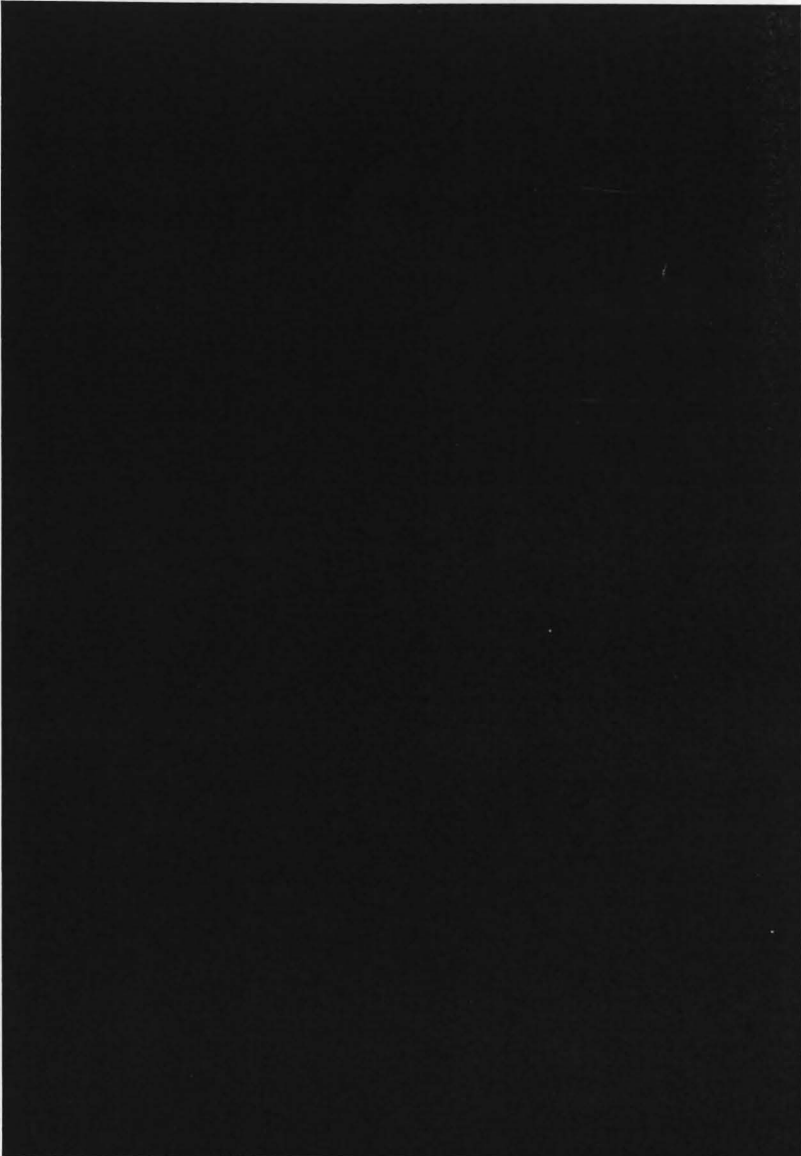


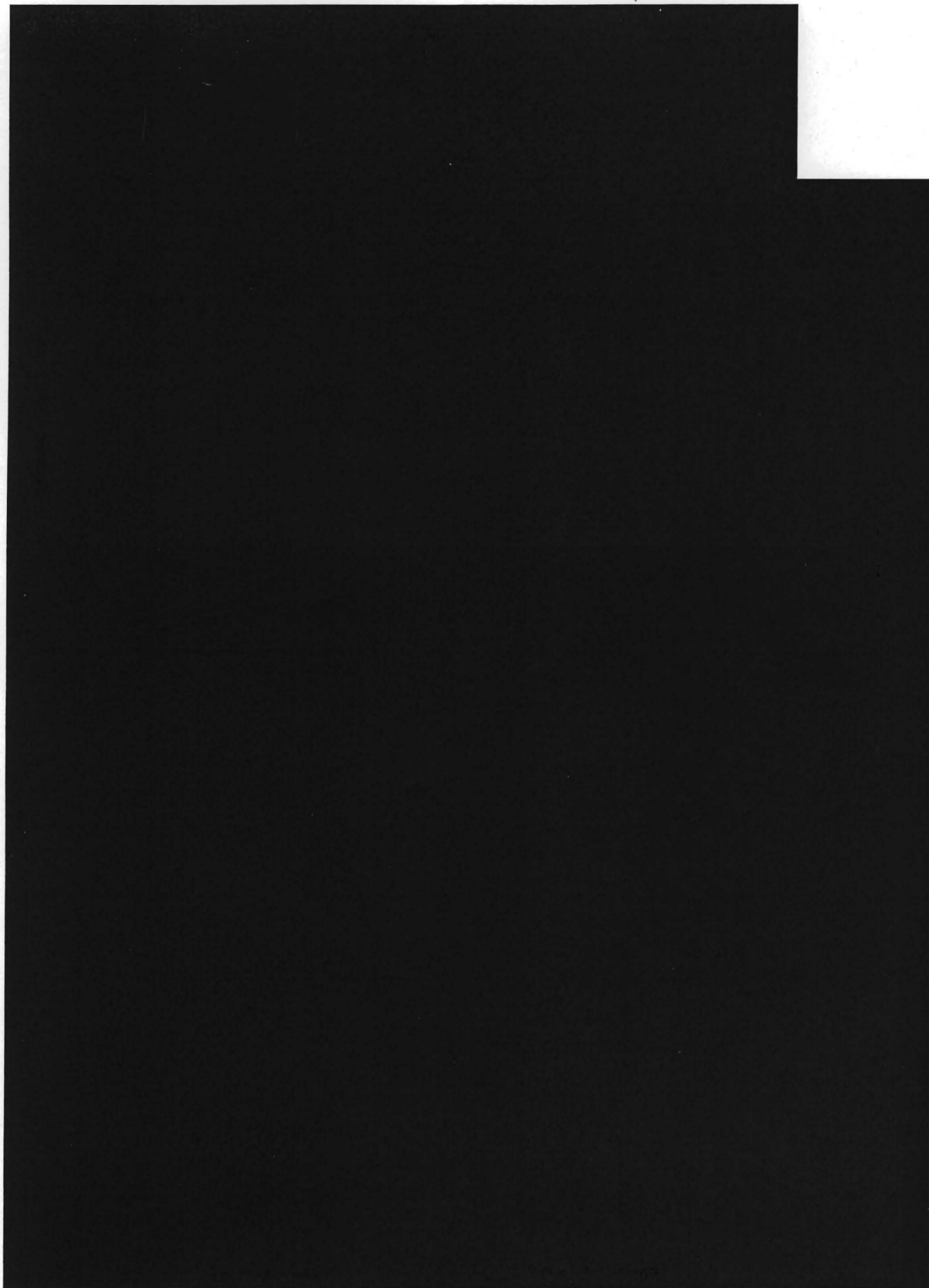


| Nr. | Strukturparameter                                                                                     | Wert: | Einheit:        |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-----------------|
| 1   | Summe der Anschlusspunkte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

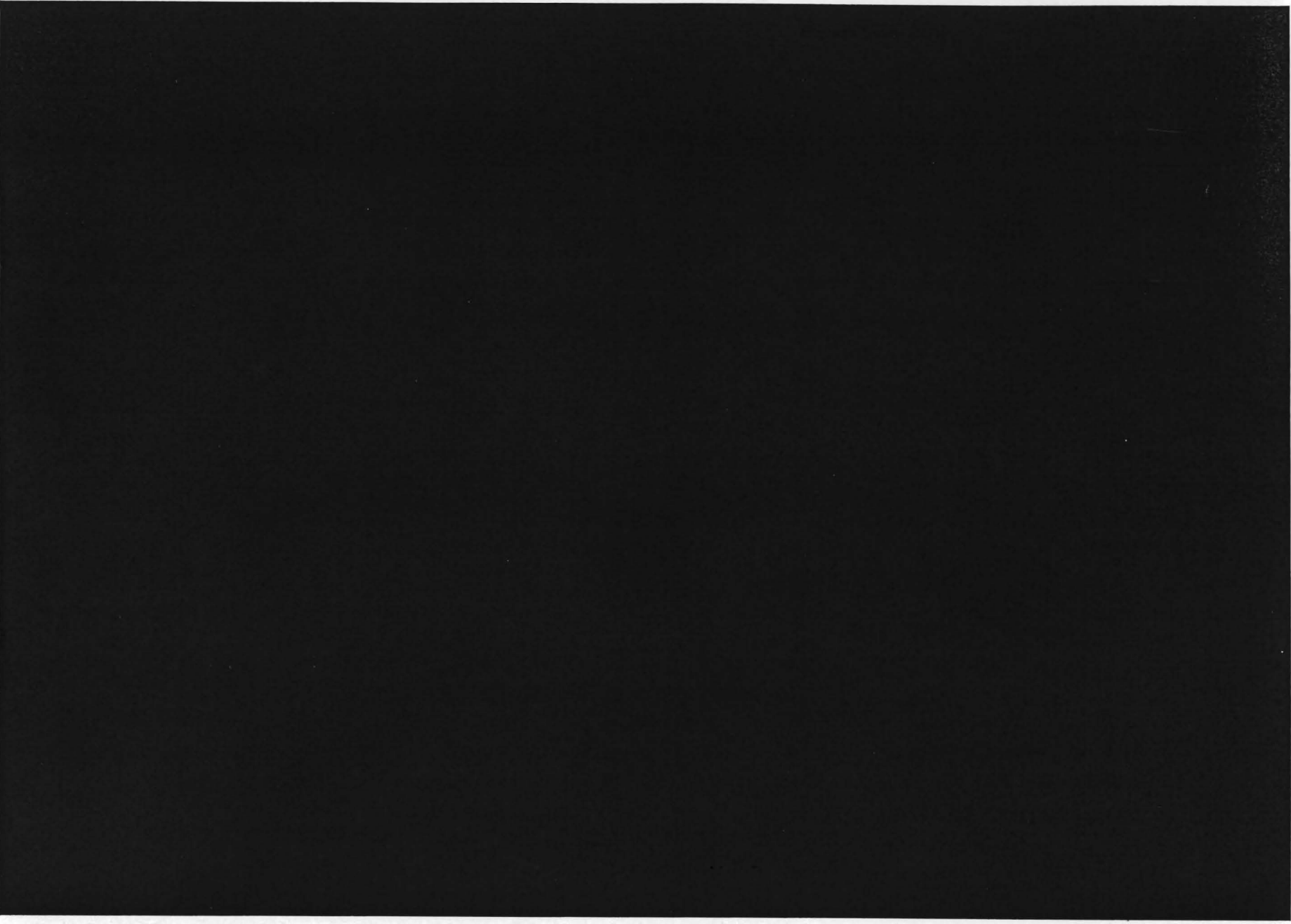




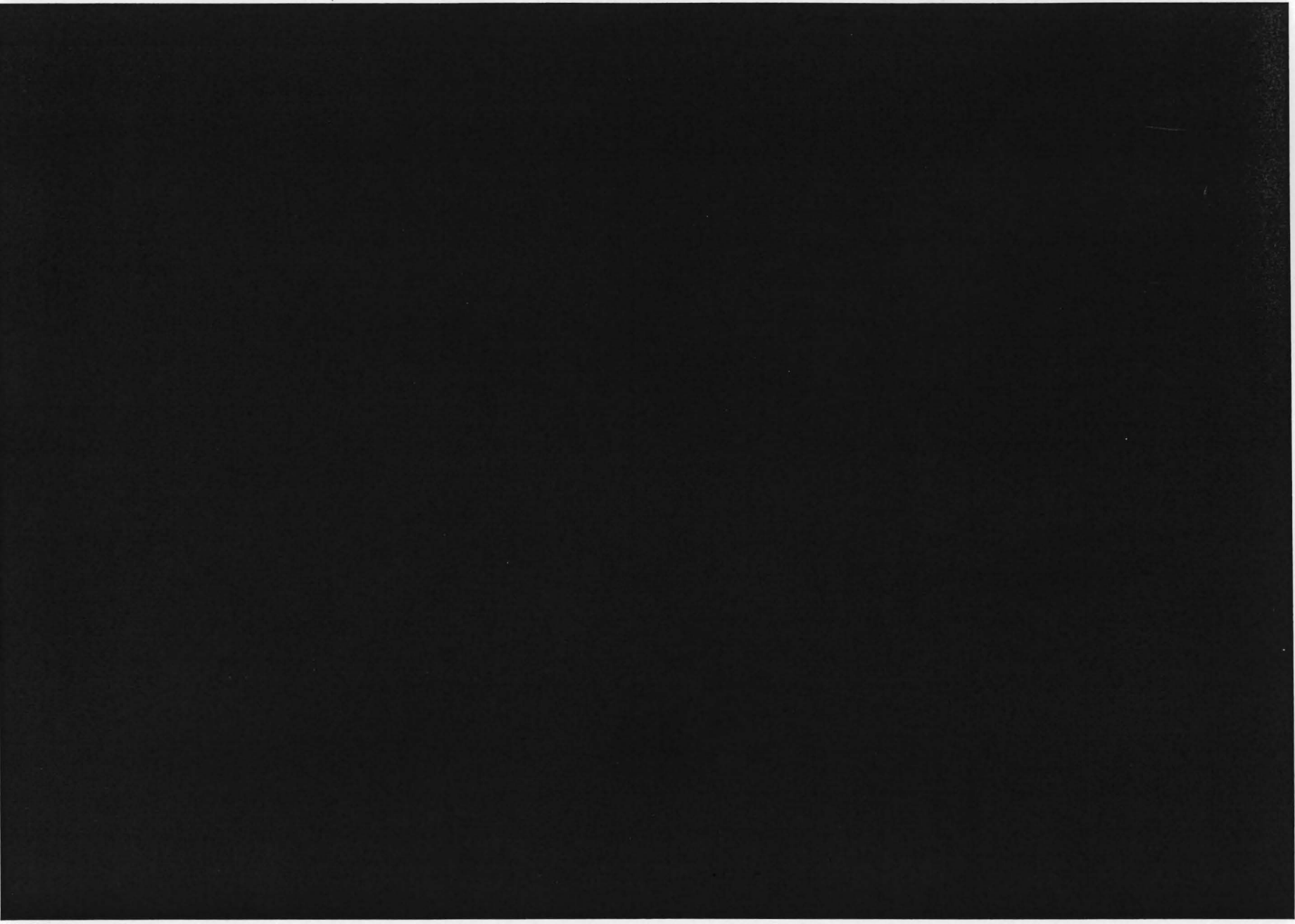




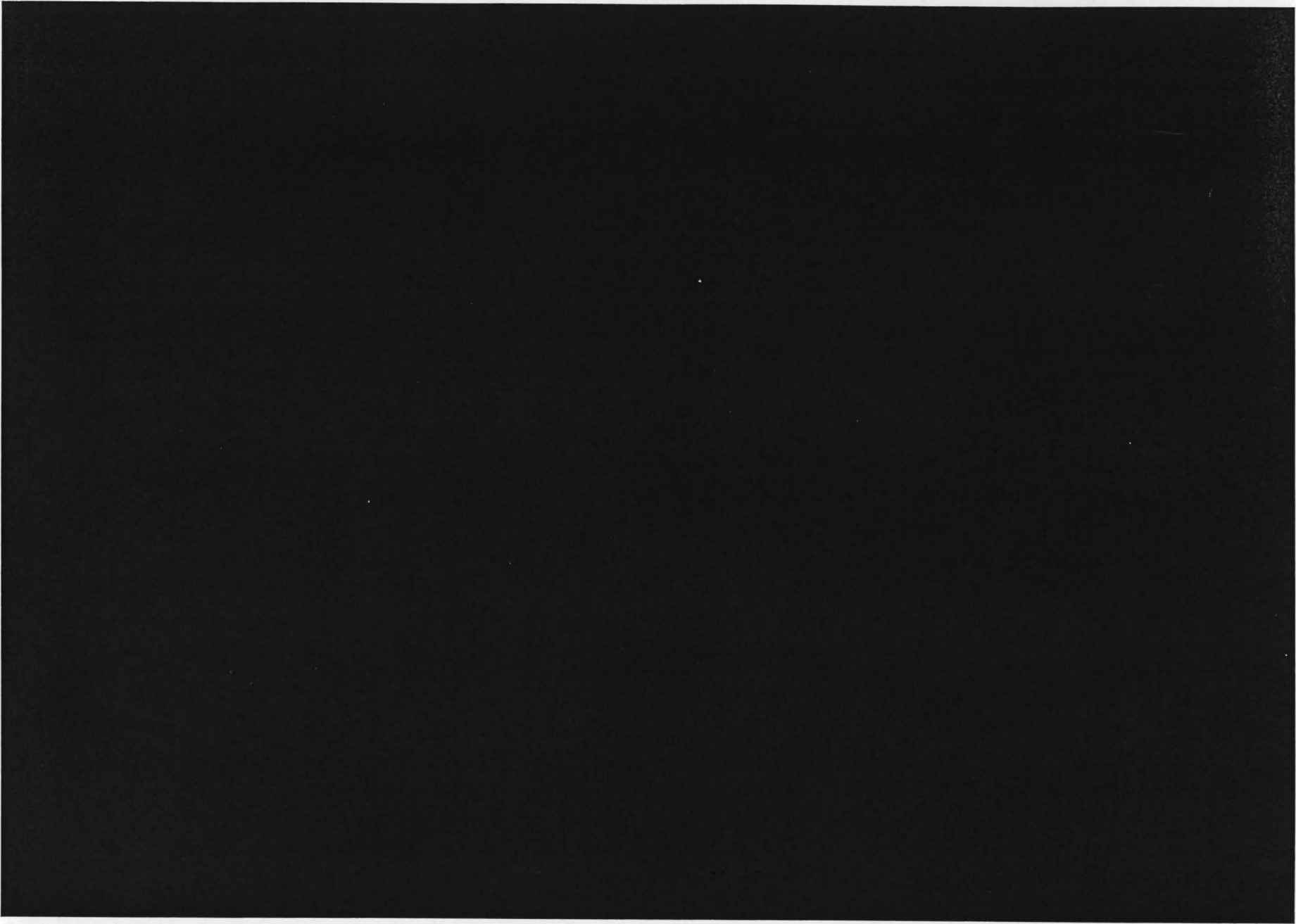




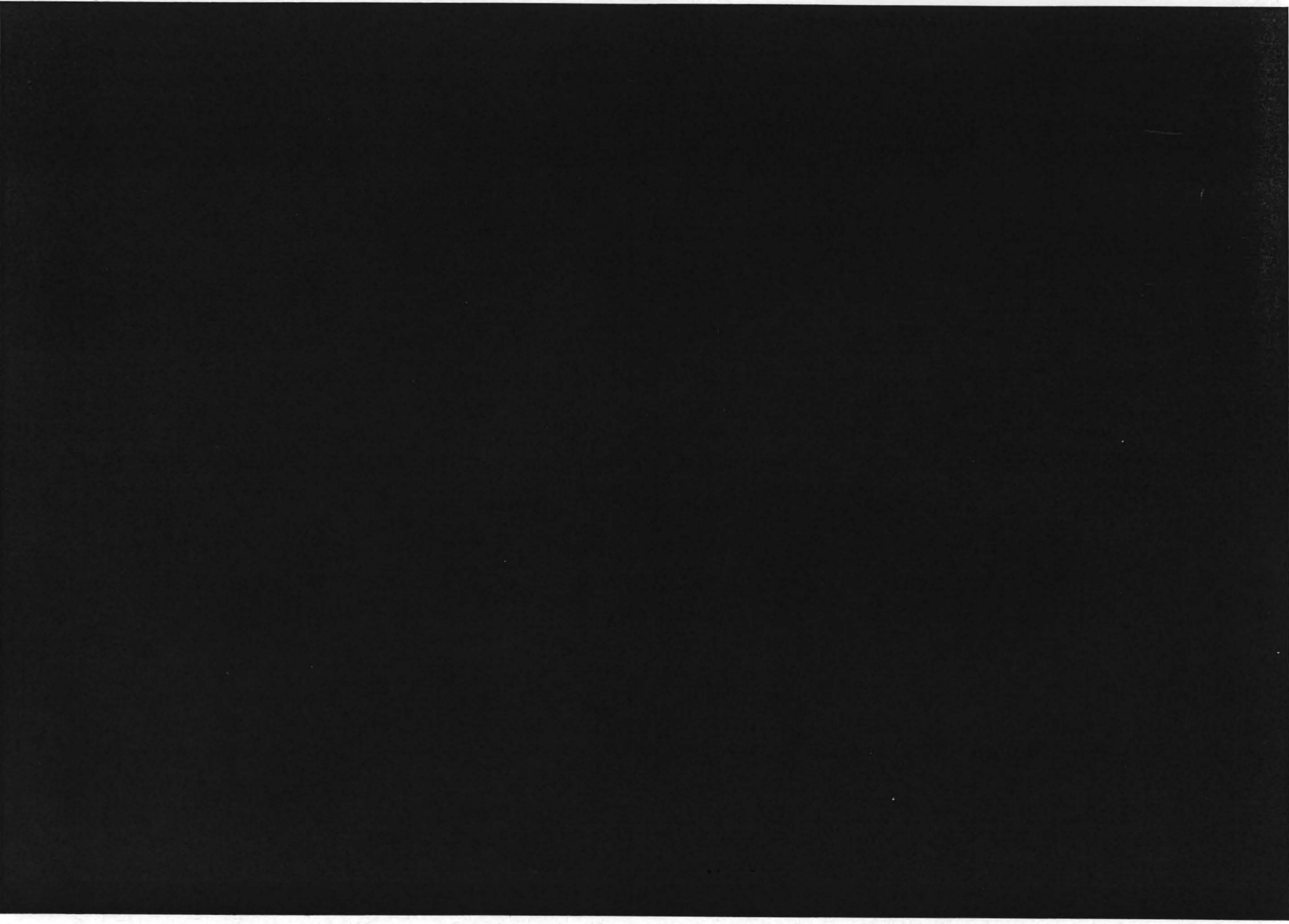


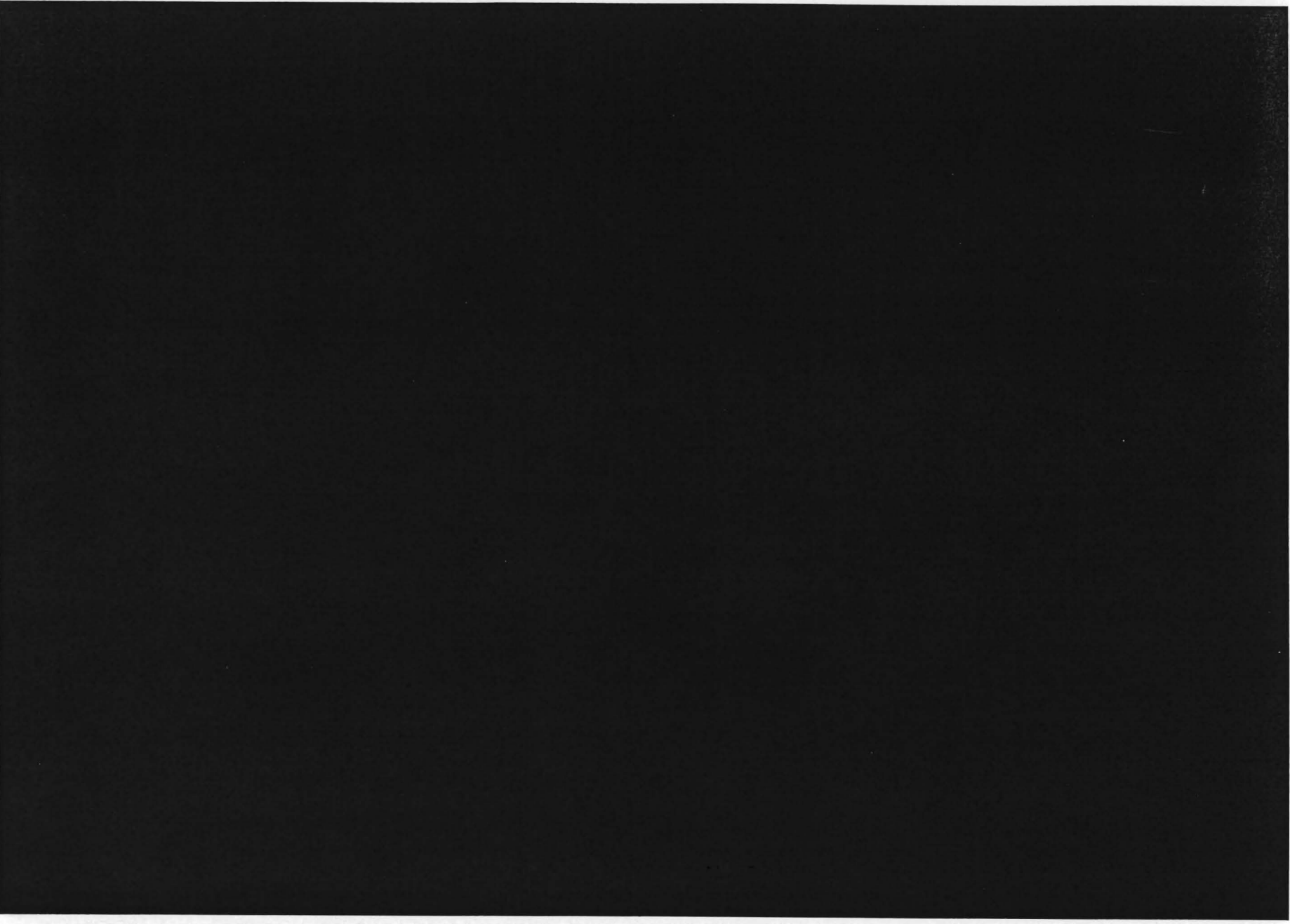


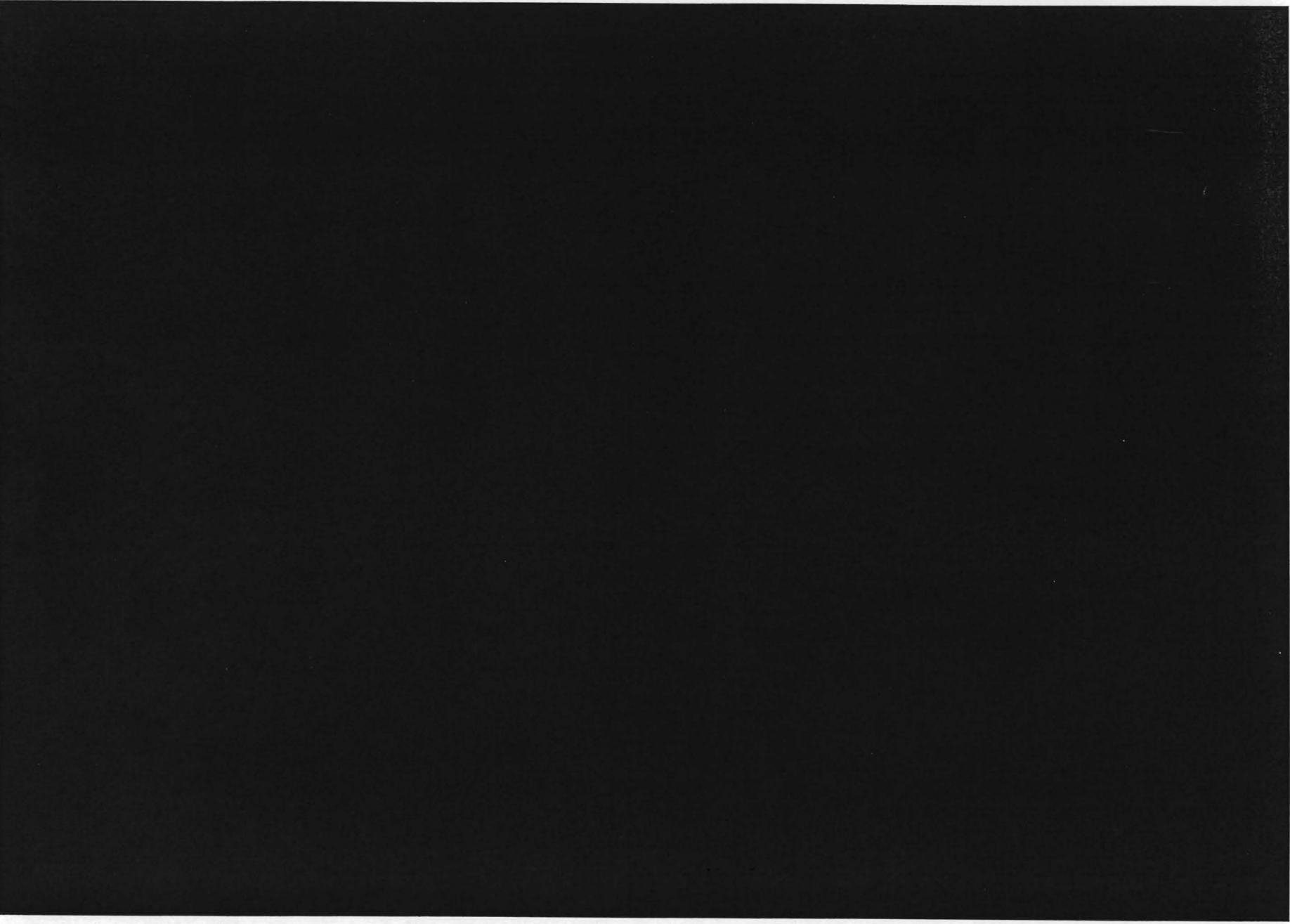


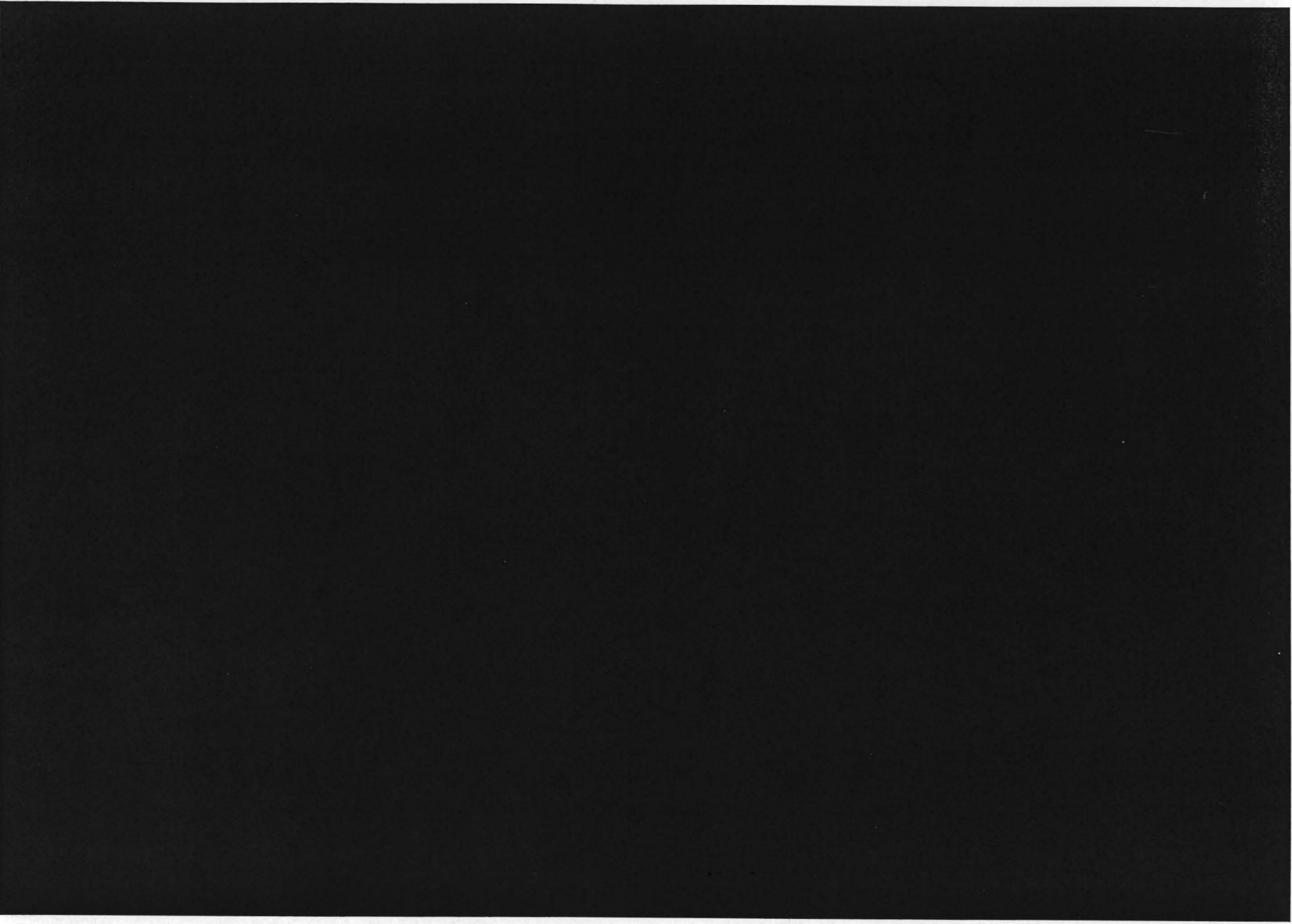


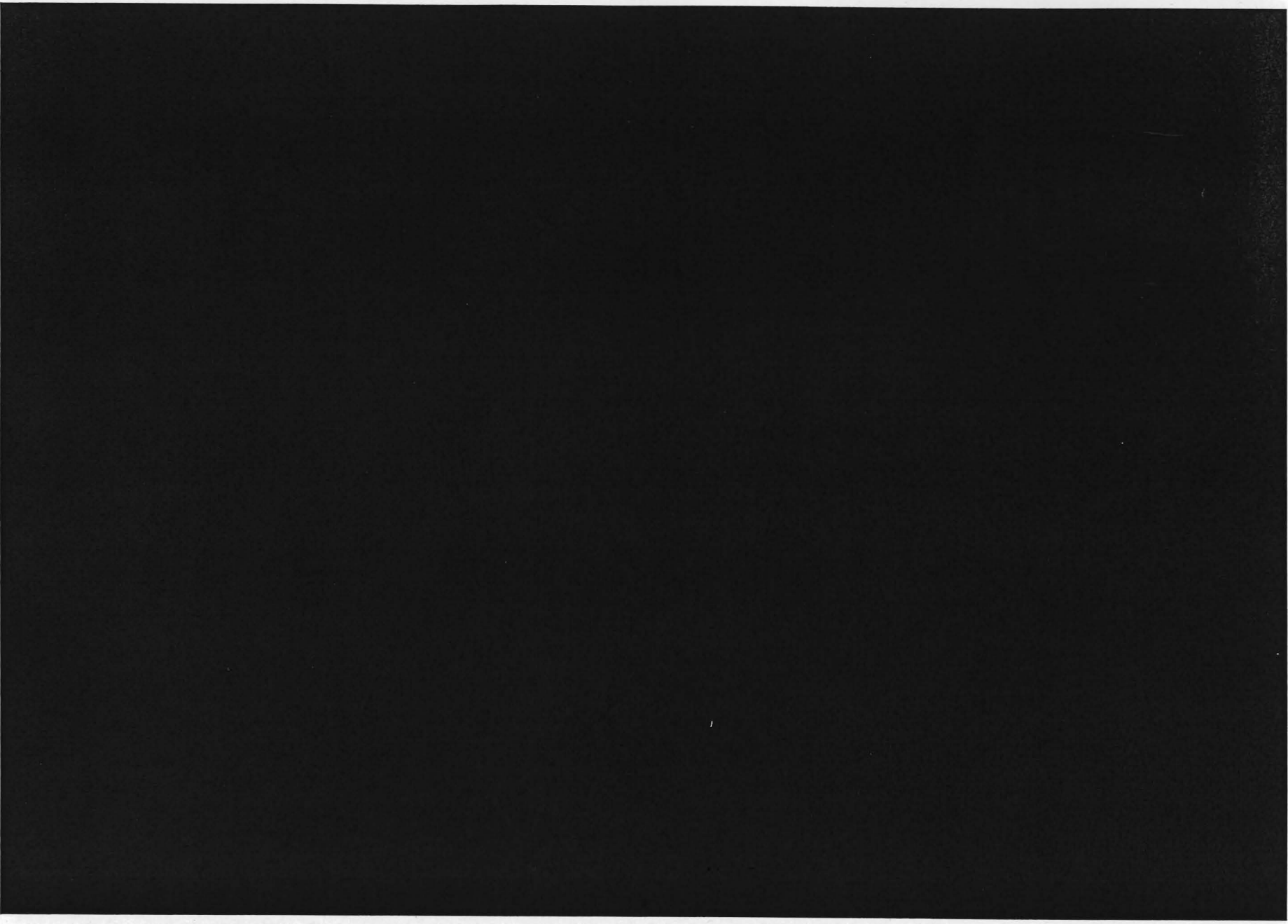


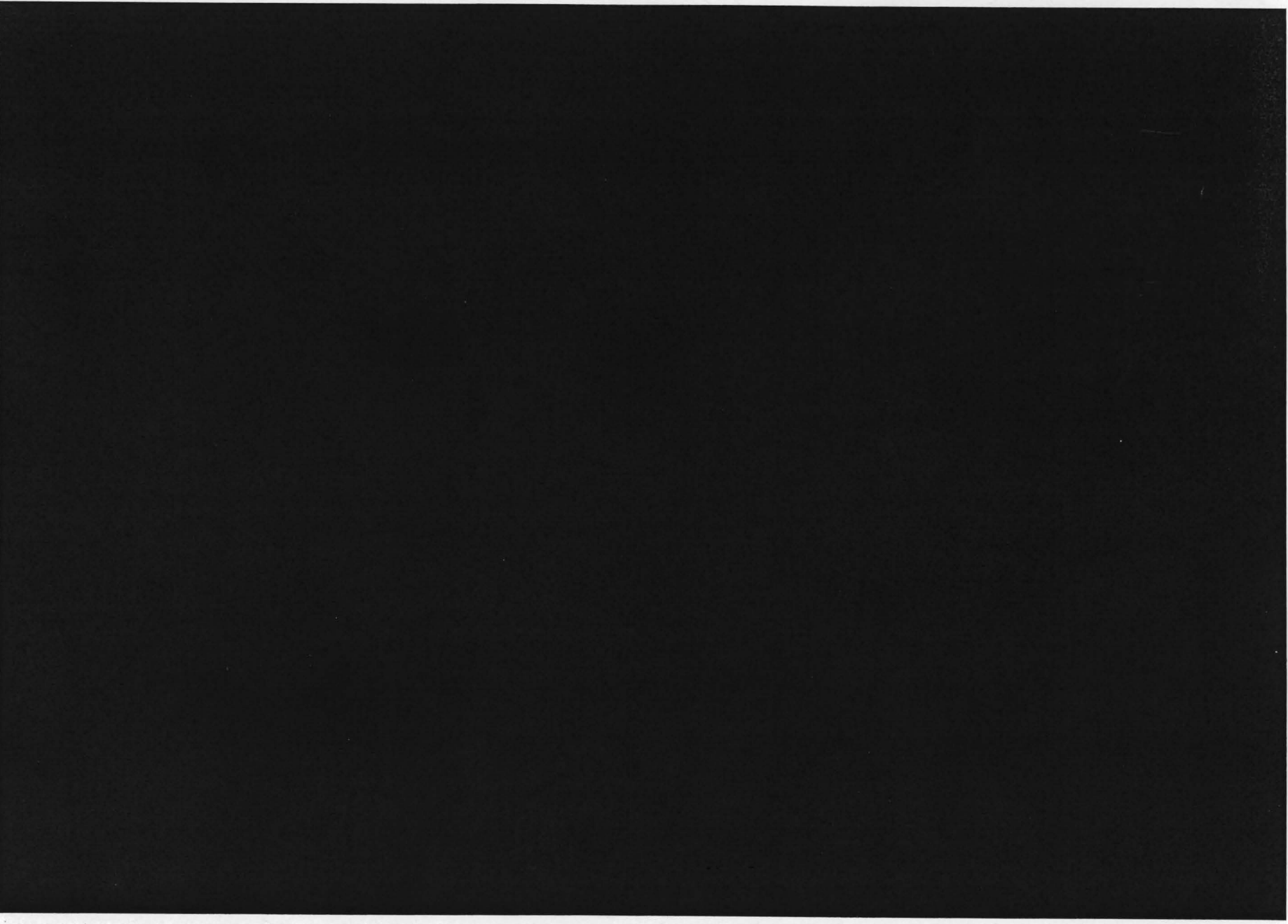




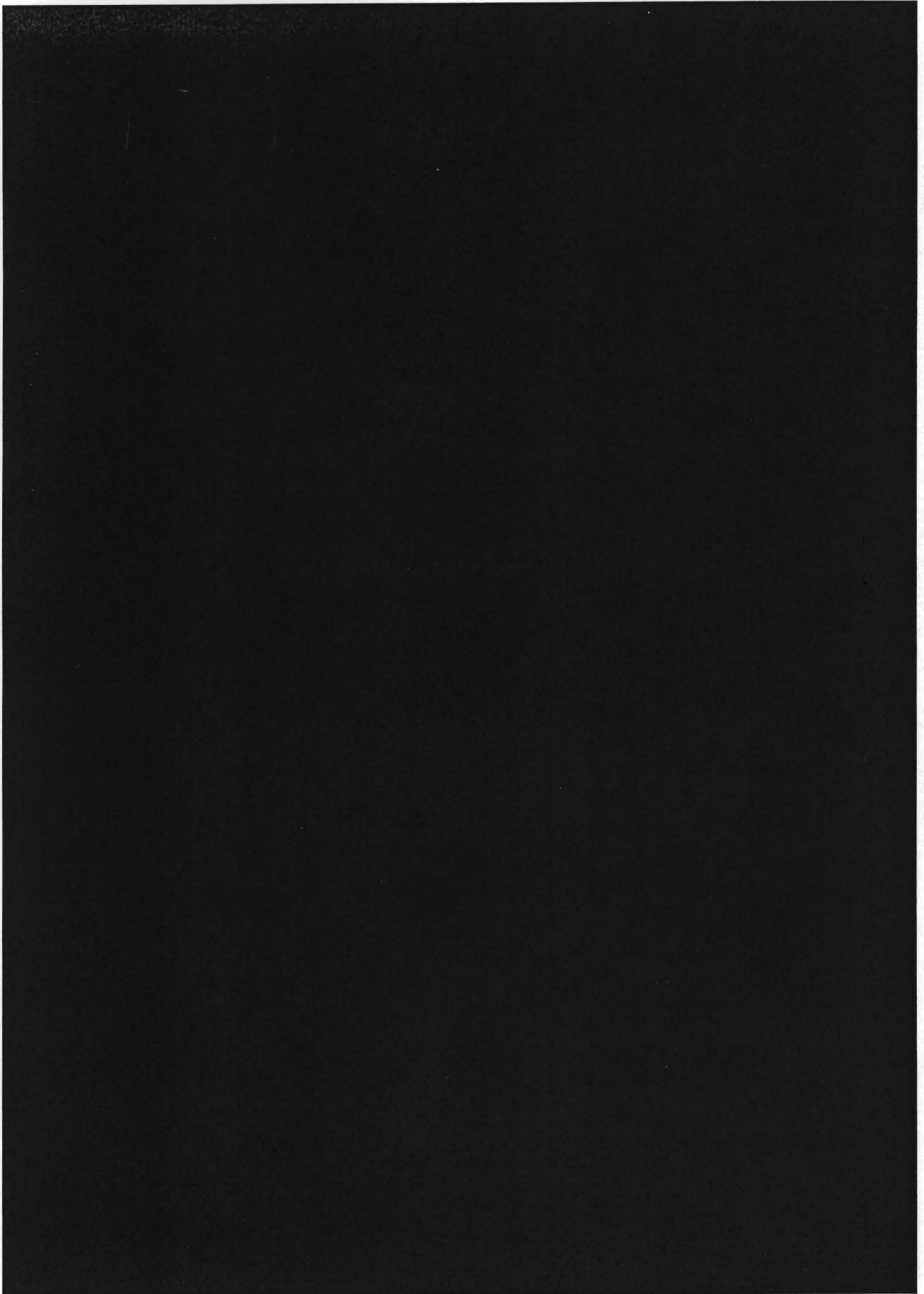


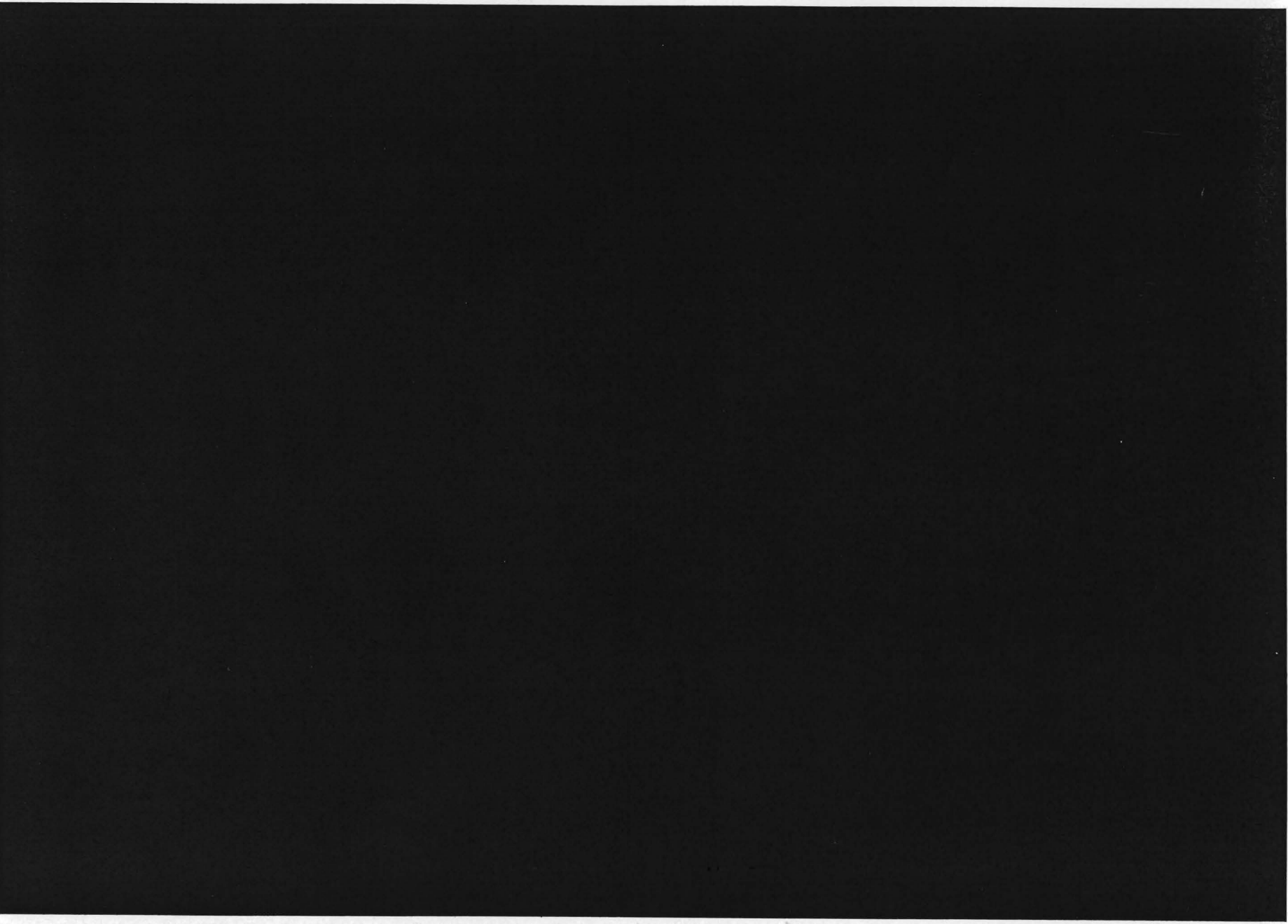














| Verfahren          | Effizienzwert |
|--------------------|---------------|
| DEA.Normal         |               |
| DEA.Standardisiert |               |
| SFA.Normal         |               |
| SFA.Standardisiert |               |

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

### Den genehmigten Netzentgelten zu Grunde gelegte Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung

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

### Neuberechnung der Eigenkapitalverzinsung

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

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

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

\* positive Werte  
=  
erlösbergrenz  
enerhöhende  
Beträge

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

## Berechnung der Periodenübergreifenden Saldierung 2006 für die EOG 2009 und 2010

| Stammdaten               |                |
|--------------------------|----------------|
| Netzbetreiber:           | E.ON Bayern AG |
| Aktenzeichen der BNetzA: | ██████████     |
| Betriebsnummer:          | 10001041       |
| Netznummer:              | 1              |
| Genehmigungsbeginn:      | 01.10.2006     |
| Zinssatz:                | ██████         |

| Differenzbetrag nach § 11 Abs. 2 und 3 StromNEV                    |            |
|--------------------------------------------------------------------|------------|
| Differenzbetrag nach § 11 S. 2 und 3 StromNEV zum 31.12.2006 [EUR] | ██████████ |
| anteilige Zinsen 2006 [EUR]                                        | ██████     |
| Zinsen 2007 [EUR]                                                  | ██████     |
| Differenzbetrag nach § 11 S. 2 und 3 StromNEV zum 31.12.2007 [EUR] | ██████████ |

| Saldierungsbetrag für 2008 im Genehmigungsbeschluss |
|-----------------------------------------------------|
| ██████████                                          |

| Saldierungsplan |                      |                |                |                         |                  |
|-----------------|----------------------|----------------|----------------|-------------------------|------------------|
| Jahr            | Anfangsbestand [EUR] | Tilgung* [EUR] | Zinsen** [EUR] | Saldierungsbetrag [EUR] | Endbestand [EUR] |
| 2008            | ██████████           | ██████████     | ██████████     | ██████████              | ██████████       |
| 2009            | ██████████           | ██████████     | ██████████     | ██████████              | ██████████       |
| 2010            | ██████████           | ██████████     | ██████████     | ██████████              | ██████           |

\* Die Tilgung 2008 enthält die aufgelaufenen Zinsen für 2006 und für 2007 sowie den Tilgungsanteil

\*\* ab 2009 Zinsen bei endfälliger annuitätischer Tilgung

| Prüfergebnis                                      | 2006       |
|---------------------------------------------------|------------|
| Vom Netzbetreiber beantragter Differenzbetrag     | ██████████ |
| Durch Bundesnetzagentur geprüfter Differenzbetrag | ██████████ |
| davon Abweichung der Erlöse                       | ██████████ |
| Aufgelaufene Zinsen bis Tilgung                   | ██████████ |
| Ermittelte Annuität *                             | ██████████ |