

Regulierungskammer Rheinland-Pfalz  
Kaiser-Friedrich-Str. 1 | 55116 Mainz

Kaiser-Friedrich-Straße 1  
55116 Mainz  
Telefon 06131 16-2254  
Telefax 06131 16-172254  
info@regulierungskammer.rlp.de  
www.regulierungskammer.rlp.de

NB

**Mein Geschäftszeichen**   **Ihr Schreiben vom**   **Ansprechpartner/-in / E-Mail**  
XXX  
  
Bitte immer angeben!

Andreas Krüger  
Andreas.Krueger@  
regulierungskammer.rlp.de

**Telefon / Fax**   **XX.XX.XXXX**  
06131 16-2254  
06131 16-172254

**Festlegung der Erlösobergrenzen Strom nach § 29 Abs. 1  
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, 2 und 5  
Anreizregulierungsverordnung (ARegV)**

**Beschluss**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nrn. 1, 2  
und 5 ARegV

wegen:      **Bestimmung der Erlösobergrenzen für die zweite  
Regulierungsperiode Strom**

hat die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz

durch den Vorsitzenden  
durch den Beisitzer/die Beisitzerin  
und den Beisitzer/die Beisitzerin

Andreas Krüger

am XX.XX.XXXX beschlossen:

Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Stromverteilernetzbetreibers für den  
Zeitraum der zweiten Regulierungsperiode werden wie folgt festgelegt:

EOG 2014	EOG 2015	EOG 2016	EOG 2017	EOG 2018

## Gründe

### I. Sachverhalt

Die Landesregulierungsbehörde Energie des Landes Rheinland-Pfalz (LRB) hatte am 04. Juni 2012 von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV i.V.m. § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG eingeleitet.

#### **1 Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV und Ermittlung des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteils gemäß § 11 Abs. 2 ARegV**

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die LRB gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden von der LRB erhoben.

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (KA<sub>dnb,0</sub>) gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV waren weitere Informationen notwendig. Auf Grundlage einer Überleitungsrechnung wurde der in den gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt. Der Netzbetreiber hatte hierbei die Möglichkeit, Kostenanteile in der Überleitungsrechnung umzubuchen. Die in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden von der Regulierungsbehörde auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

Die von der LRB ermittelten Gesamtkosten und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom XX.XX.XXXX mitgeteilt (**Anlage\_I und Anlage\_B**), ihm wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom XX.XX.XXXX gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die LRB dem Netzbetreiber mit E-Mail vom XX.XX.XXXX die aus ihrer Sicht

berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile mitgeteilt. Diese Kosten wurden der Bundesnetzagentur übermittelt und der Ermittlung der Effizienzwerte zu Grunde gelegt. Sie sind auch Grundlage für die Ermittlung der Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode.

## **2 Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV**

Um die Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, war eine Strukturdatenabfrage bei allen Netzbetreibern vorzunehmen, die keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur erhoben. Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Der Netzbetreiber wurde im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten erneut unter Verwendung des Web-Formulars im Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Den Netzbetreibern wurden Datenquittungen übersandt, die von ihnen zu bestätigen waren.

## **3 Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 zu § 12 ARegV**

Das Beraterkonsortium SwissEconomics / SUMICSID hat auf Grundlage der erhobenen Daten ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. Am 12.07.2013 fand in den Räumlichkeiten des Bundesumweltministeriums eine Anhörung mit den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 ARegV zur Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden zur Effizienzwermittlung statt. Den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt vier Stellungnahmen eingegangen. Die Verbände VKU, GEODE und BDEW haben am 05.08.2013 eine gemeinsame Stellungnahme eingereicht. Darüber hinaus sind

Stellungnahmen der ENSO NETZ GmbH (ENSO NETZ), der NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH (NRM) sowie der SWM Infrastruktur GmbH (SWM) eingegangen.

In den Stellungnahmen wurde insbesondere vorgetragen, dass noch kein konkretes Modell für die Berechnung der Effizienzwerte vorgestellt worden ist. Die Informationen seien nicht ausreichend, um der obligatorischen Anhörung der Verbände zu genügen (§§ 12 Abs. 1 Satz 2 und 13 Abs. 3, Satz 10 ARegV). Ziel dieser Regelung sei es, Transparenz zu schaffen und die inhaltliche Richtigkeit sicherzustellen. Die Verbände schildern daher, dass aus ihrer Sicht in der ARegV vorgesehene Verfahrensrechte verletzt würden, sollte die Bundesnetzagentur nicht weitere Informationen (insb. konkrete Gütemaße und Verteilungsgrößen zu den einzelnen Modellen) übermitteln.

Des Weiteren kritisieren die Verbände, dass fehlende Kostendaten von 32 Unternehmen durch die Bundesnetzagentur geschätzt wurden. Dies sei unabhängig von der Approximationsmethode u.a. deswegen kritisch zu sehen, weil unterstellt würde, dass Unternehmen mit fehlenden Daten die gleiche Struktur aufweisen wie diejenigen mit vollständigen Daten. Dies sei jedoch angesichts der Tatsache, dass vor allem kleinere Netzbetreiber keine vollständigen Daten aufweisen nicht der Fall.

Das mehrstufige Verfahren zur Datenvalidierung wird von den Verbänden ausdrücklich gelobt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Validierung angesichts der noch nicht endgültigen Datenbasis in jedem Fall zu wiederholen sei.

Außerdem weisen die Verbände darauf hin, dass für die Auswahl möglicher Vergleichsparameter sicherzustellen sei, dass die Kostenseite der Daten mit der Strukturparameterseite inhaltlich konsistent ist. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass der unterschiedliche Umgang mit Entgelten für singular genutzte Betriebsmittel (§ 19 Abs. 3 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)) den Effizienzvergleich verzerren könnte.

Weiterhin weisen die Verbände darauf hin, dass die Verteilernetzbetreiber Strom in Deutschland besonders heterogen seien. Die Bundesnetzagentur sei in ihrer Konsultation in der Parametrierung nicht auf diese vorliegenden Heterogenitäten eingegangen.

Insbesondere in Bezug auf die Beachtung von Erneuerbaren Energien sehen die Verbände Probleme. Kosten, die auf gesetzliche Vorgaben zurückgehen, dürften

daher nicht als ineffiziente Kosten gewertet werden. Die vom Gesetzgeber geforderte und geförderte Heterogenität sollte in der Parametrierung berücksichtigt werden (z.B. durch Beachtung der Einspeisepunkte).

Zudem fordern die Verbände, dass ein Parameter berücksichtigt werde, der die Netzlänge Hochspannung disaggregiert abbildet. Diesen Punkt hebt die ENSO NETZ GmbH ausdrücklich hervor.

Als weiterer kritischer Punkt wird die höhere Versorgungsdichte städtischer Netzbetreiber angesehen. Um diesbezüglich Nachteile auszuschließen, müsse eine Second-Stage Analyse durchgeführt werden. Außerdem sei die Integration von Parametern, die eine höhere Versorgungsdichte anzeigen (z.B. Zählpunkte), eine Möglichkeit den City-Effekt zu verhindern.

Der Netzbetreiber DB Energie GmbH solle nicht in den Effizienzvergleich einbezogen werden, weil dieser sich in der technisch-wirtschaftlichen Bewertung zu stark von den anderen Netzbetreibern unterscheide.

Im Zuge der Modellfindung sei darüber hinaus sicherzustellen, dass nicht gewisse Gruppen von Netzbetreibern systematisch benachteiligt würden. Dabei sei vor allem das „Vorsichtsprinzip“ (§ 23 EnWG) bei der Definition des Modells anzuwenden.

Zum Vorgehen bei der Analyse kritisieren die Verbände, dass es nicht klar ersichtlich sei, ob alle Modelle im Rahmen der Kostentreiberanalyse um Ausreißer bereinigt wurden. Außerdem sei es kritisch, dass die Auswahl einzelner Parameter aufgrund statistischer Kriterien erfolgte. Es sei wichtig, in der Stochastic Frontier Analysis (SFA) und der Kostentreiberanalyse die gleiche funktionelle Form zu verwenden.

Bei der Parameterauswahl wird vor allem die Darstellung der Ergebnisse kritisiert. Es sei nicht ersichtlich warum einige Parameter signifikant seien, andere wiederum nicht.

Außerdem wird explizit die Aufnahme der Zählpunkte als Parameter in das Modell gefordert. Der Grund hierfür liege darin, dass nur so die anfallenden Mess- und Abrechnungskosten hinreichend im Modell berücksichtigt werden könnten.

Kritisiert wird weiterhin, dass die Effizienzwerte im Rahmen der Konsultation nicht detailliert genug dargestellt wurden, so dass eine fundierte Beurteilung nicht möglich sei.

Zuletzt kritisieren die Verbände die Verwendung der gestutzten Normalverteilung. Die Verwendung einer Exponentialverteilung sei die bessere Alternative.

Am 23.09.2013 wurde den Verbänden ein Foliensatz mit dem aktuellen Stand der Kostentreiberanalyse übersandt, mit der Bitte hierzu Stellung zu nehmen.

In ihrer Stellungnahme führen die Verbände zunächst aus, dass die Bundesnetzagentur noch immer kein endgültiges Modell vorgelegt habe, so dass die Verbände weiterhin nicht endgültig Stellung nehmen könnten. Die Verbände erneuern daher ihre Forderung nach einem physischen Anhörungstermin, nachdem ein endgültiges Modell bestimmt wurde.

Die Verbände nennen in Bezug auf die konkrete Bildung des Effizienzvergleichsmodells nachfolgende Punkte:

- Dezentrale Erzeugungsarten (alle Spannungsebenen) sollen vollständig bei der Parametrierung berücksichtigt werden.
- Neben den Anschlusspunkten sollen auch die Einspeisepunkte in das Modell integriert werden.
- Um den sog. City-Effekt zu vermeiden sei es wichtig Zählpunkte in das Modell zu integrieren.
- Insbesondere die Leitungslängen von HS und MS sollen disaggregiert in das Modell eingehen.
- Um ein vollständiges Bild zu haben sollten verschiedene Parameter der Umspannebenen im Modell geprüft werden.
- Die Annahme der Exponentialverteilung solle verwendet werden.

#### **4 Anhörung**

Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz hat dem Netzbetreiber unter anderem mit Schreiben vom XX.XX.XXXX Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung zu äußern.

Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom XX.XX.XXXX Stellung genommen.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## **II. Rechtliche Würdigung**

### **1 Zuständigkeit**

Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz ist gemäß § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 1 des Landesgesetzes zur Einrichtung einer Regulierungskammer Rheinland-Pfalz die zuständige Regulierungsbehörde. Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz nimmt die Aufgaben der Landesregulierungsbehörde in Rheinland-Pfalz wahr.

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

### **3 Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV**

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die zweite Regulierungsperiode Strom erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, 2 und 5 und § 4 Abs. 1 und 2 ARegV.

Gemäß § 1 Abs. 1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen ab dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der zweiten Regulierungsperiode der Anreizregulierung ergeben sich aus dem Tenor dieses Beschlusses und aus Anlage A (Tabellenblatt A1.3, Zeile



55).

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

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

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,t}$ ), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ( $KA_{vnb,0}$ ) und die beeinflussbaren Kosten ( $KA_{b,0}$ ) zu ermitteln (§ 11 ARegV). Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt ( $PF_t$ ) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung ( $VPI_t/VPI_0$ ) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nach § 10 ARegV, das Qualitätselement ( $Q_t$ ) nach §§ 18 ff. ARegV, die Veränderung volatiler Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ( $VK_t - VK_0$ ) sowie der Saldo des Regulierungskontos ( $S_t$ ) nach § 5 Abs. 4 ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die zweite Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in Anlage A (Tabellenblatt A1.3).

### 3.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenzen

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenzen erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Die LRB hat auf Basis der vom Netzbetreiber vorgelegten Kostendaten, des Berichts nach § 6 Abs. 1 S. 2 ARegV i.V.m. § 28 der StromNEV und der vorliegenden Nachweise das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelt.

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Als Basisjahr der zweiten Regulierungsperiode Strom gilt folglich das Jahr 2011 (§ 6 Abs. 1 S. 4 ARegV).

Die LRB hat das Ausgangsniveau beim Netzbetreiber angehört.

Die Ausführungen des Netzbetreibers im Rahmen der Anhörung wurden von der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz bei der endgültigen Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt. Sofern keine oder keine überzeugenden Argumente vorgetragen wurden, ist die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz nicht von ihrer bisherigen Sichtweise abgewichen. Diese von den Angaben des Netzbetreibers abweichenden Positionen sind in Anlage I inklusive Begründung aufgeführt.

Gegenüber der Anhörung des Ausgangsniveaus hat die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz eine Neuberechnung der Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 7 StromNEV vorgenommen (vgl. Anlage I). Soweit die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz darüber hinaus Änderungen gegenüber der Anhörung des Ausgangsniveaus vorgenommen hat, können diese ebenfalls Anlage I entnommen werden.

Unter Berücksichtigung der vom Netzbetreiber vorgetragenen und aus Sicht der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz berücksichtigungsfähigen Sachverhalte betragen die berücksichtigungsfähigen Netzkosten gem. § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. Teil 2 Abschnitt 1 der StromNEV

**X.XXX €.**

Dieses Ausgangsniveau wird der Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode (2014 bis 2018) zu Grunde gelegt.

Die Ermittlung der gem. § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. §§ 4 bis 10 StromNEV berücksichtigungsfähigen Netzkosten wird in den diesem Schreiben beigefügten

Anlagen ausführlich beschrieben und beispielhaft erläutert. Die Anlagen sind Bestandteil dieser Festlegung.

In **Anlage I (NB)** zu diesem Schreiben werden die Kostenansätze der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz, wie sie sich aus den Anlagen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus ergeben, begründet und deren Berechnung im Einzelnen dargestellt.

- Die von dem Netzbetreiber vorgelegten Kostenansätze werden in **Anlage B, Tabellenblatt B. BAB** den anerkennungsfähigen Kosten gegenübergestellt.
- **Anlage B, Tabellenblatt B1. Kalk. EK** kann der Netzbetreiber die Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens gemäß § 6 StromNEV und des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gemäß § 6 StromNEV entnehmen.
- In **Anlage B, Tabellenblatt B1. Kalk. EK Verzinsung** findet der Netzbetreiber die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV.
- In **Anlage B, Tabellenblatt B2. Kalk. AfA und RBW** sind die von der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz ermittelten kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens und die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens aufgeführt.
- **Anlage B, Tabellenblatt B3. Gewerbesteuer** enthält die Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer nach § 8 StromNEV.
- **Anlage B, Tabellenblatt B4. KA (dnb)** enthält die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile.
- **Anlage B, Tabellenblatt B5. Verlustenergie** enthält Daten zur Ermittlung des volatilen Kostenanteils in der zweiten Regulierungsperiode entsprechend der Festlegung der LRB vom 17.07.2013, insb. die ansatzfähigen Verlustenergiemengen.

### **3.2 Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV**

Von dem gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ( $KA_{dnb,0}$ ) zu bestimmen.

Auf Grundlage der Überleitungsrechnung wurde der in den gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt. Der so ermittelte Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ist der Anlage A, Tabellenblatt A1.2 zu entnehmen.

### **3.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV**

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{vnb,0}$ ) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,0}$ ).

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

Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist der Anlage A, Tabellenblatt A1.3, dort unter Punkt 2.3 (Zeile 19) zu entnehmen.

#### **3.3.1 Effizienzwertermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV**

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für alle Verteilernetzbetreiber,

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 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 aller Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV).

Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz verwendet die Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleichs (§ 12 Abs. 6 ARegV), da keine Veranlassung besteht, einen eigenen bundesweiten Effizienzvergleich nach den in Anlage 3 zu § 12 ARegV vorgesehenen Methoden durchzuführen.

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. Unter Verwendung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden soll durch eine den Maßgaben des § 13 ARegV entsprechende Kombination von Vergleichsparametern die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.

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. Aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs kann jedoch nicht abgeleitet werden, welche konkreten Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

### **3.3.1.1 Methodik des Effizienzvergleichs**

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

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV), jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen (Data Envelopment Analysis - DEA und Stochastic Frontier Analysis - SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben dabei jeweils unverändert.

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 beste Ergebnis der insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen die 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 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Die Effizienzvergleiche werden getrennt für Strom- und Gasverteilernetze durchgeführt (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte

unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Netzebenen (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

### **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 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 1 zu § 12 ARegV). In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Maßgabe der Ausreißeranalyse – effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

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

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Mindesteffizienzwert i.H.v. 60 Prozent anzusetzen. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers durch

Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt (BR-Drs. 417/07 S.54).

### **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 Verteilernetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nicht-fallende Skalenerträge (non decreasing returns to scale - ndrs) zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

### **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 returns to scale



- crs) unterstellt.

### **3.3.1.2 Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparemeter und Vergleichsparemeter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 182 Stromverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

#### **3.3.1.2.1 Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV**

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Dabei wird zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 und 3 ARegV auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile 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 und Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können. Die nicht standardisierten Kosten werden in der Anlage A, Tabellenblatt A4, ausgewiesen.

#### **3.3.1.2.1.1 Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV**

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV erfordert die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In der **Anlage I** und der dazugehörigen **Anlage A, Tabellenblatt A2** ist die Ermittlung der Aufwandsparameter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

#### **3.3.1.2.1.2 Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV**

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 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, 3. HS. 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 Kapitalkostenannuitäten durchzuführen.

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

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

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

$An_i$  = Annuität der Anlagengruppe i

$TNW_i$  = Tagesneuwert der Anlagengruppe i

$q$  = 1 + Zinssatz

$n_i$  = Nutzungsdauer der Anlagengruppe i

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

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV auch die Verzinsung weiterer Bilanzwerte vor. Diese Verzinsung wird von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet insoweit auch § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung. Einer besonderen Berücksichtigung des Abzugskapitals bedarf es nicht, da im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatz in der Form des gewichteten Zinssatzes herangezogen wird.

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S. 1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der TNW wurden die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV für die zweite Regulierungsperiode zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) und die Indexreihen gemäß der vom Bundesrat vorgeschlagenen Indexreihen (vgl. BR-Drs. 520/1/12) verwendet.

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. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,05 Prozent gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt, da es Sinn und Zweck der Vergleichbarkeitsrechnung ist von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren.

Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S. 6 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Die nachstehende Tabelle stellt die entsprechenden Jahresdurchschnittswerte seit 1999 dar.

Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten

<b>Jahr</b>	<b>Umlaufrendite [%]</b>	<b>10-jahres-Mittel [%]</b>
1999	4,3	
2000	5,4	
2001	4,8	
2002	4,7	
2003	3,7	
2004	3,7	
2005	3,1	
2006	3,8	
2007	4,3	
2008	4,2	
2009	3,2	4,09
2010	2,5	3,80
2011	2,6	<b>3,58</b>

Jahr	Umlaufrendite [%]	10-jahres-Mittel [%]
Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank <sup>1</sup>		

Für den hier relevanten Zeitraum 2002 bis 2011 leitet sich hieraus für die genannten festverzinslichen Papiere eine durchschnittliche Rendite von 3,58 % ab.

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

Tabelle 2: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)

Jahr	Index	Veränderungsrate	10-jahres-Mittel [%]
1999	84,5		
2000	85,7	0,014	
2001	87,4	0,020	
2002	88,6	0,014	
2003	89,6	0,011	
2004	91,0	0,016	
2005	92,5	0,016	
2006	93,9	0,015	
2007	96,1	0,023	
2008	98,6	0,026	
2009	98,9	0,003	
2010	100,0	0,011	
2011	102,1	0,021	<b>1,57</b>
Quelle: Statistisches Bundesamt <sup>2</sup>			

In Tabelle 2 sind die entsprechenden Werte seit dem Jahr 1999 dargestellt. Hieraus leitet sich für den Verbraucherpreisgesamtindex für den relevanten Zeitraum 2002 bis 2011 ein durchschnittlicher Wert von 1,57 % ab. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

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

<sup>1</sup>

[http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Makrooekonomische\\_Zeitreihen/its\\_list\\_node.html?listId=www\\_s140\\_it01](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/its_list_node.html?listId=www_s140_it01) (Stand:20.11.2012)

<sup>2</sup>[https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen/\\_VerbraucherpreiseKategorien.html?cms\\_gtp=145110\\_slot%253D2&https=1](https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen/_VerbraucherpreiseKategorien.html?cms_gtp=145110_slot%253D2&https=1) (Stand:26.04.2013)

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins real) in Höhe von 7,48 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins real) ein Wert von 2,01 %.

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

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

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

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 3,70 %.

Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in der Anlage A, Tabellenblatt A4 dargestellt.

### **3.3.1.2.2 Vergleichsparameter nach § 13 ARegV**

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

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

Vergleichsparameter können in Stromversorgungsnetzen 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 Jahresarbeit,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast oder
6. die dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie.

In der ersten und zweiten Regulierungsperiode hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV in Stromversorgungsnetzen die Vergleichsparameter

1. Anzahl der Anschlusspunkte,
2. Fläche des versorgten Gebietes,
3. Leitungslänge (Systemlänge) und
4. zeitgleiche Jahreshöchstlast

zu berücksichtigen. Darüber hinaus können gemäß § 13 Abs. 4 S. 2 ARegV weitere Parameter nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV verwendet werden.

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die

verschiedenen Netzebenen von Stromversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die von den Netzbetreibern übermittelten Strukturparameter wurden hierzu von der Bundesnetzagentur teilweise aggregiert. Die Variablen wurden über Netzebenen und Materialien kaskadiert. Dies dient dazu, aus der Fülle von disaggregierten Variablen eine aussagefähige Größe zu generieren. Eine Beschreibung der durchgeführten Aggregationen und der Strukturparameter wurde den Netzbetreibern im Rahmen der Übersendung der Datenquittung für den Effizienzvergleich mit übersandt.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Um die Vergleichsparameter 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.

Die erhobenen Strukturdaten wurden, wie unter I.2. beschrieben, von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. Alsdann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern Datenquittungen übersandt, die von den Netzbetreibern zu bestätigen waren.

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



Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 13 Abs. 4 ARegV und auf Grundlage einer Kostentreiberanalyse (vgl. Anlage II) folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

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

Im Folgenden werden die verwendeten Vergleichsparameter erläutert.

#### **Stromkreislänge in der Netzebene HS – Kabel:**

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

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig

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

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

#### **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, singular genutzte sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

#### **Stromkreislänge in der Netzebene HS – Freileitung:**

Der verwendete Parameter „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, singular genutzt sowie stillgelegte Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

### **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, verpachtete, singular genutzt sowie stillgelegte Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

### **Anschlusspunkte:**

Die „Anschlusspunkte“ umfassen folgende Netzanschlusspunkte:

- (1) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an Letztverbraucher, Objekt- und Arealnetze stattfindet. 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. Dies umfasst auch Stationen und Umspannstationen der Weiterverteiler;

(3) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an eigene nachgelagerte Netzebenen stattfindet;

(4) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an benachbarte Netz- oder Umspannebenen stattfindet;

(5) Netzanschlusspunkte der Straßenbeleuchtung;

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

(7) 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.

Zur Berechnung wurden zunächst alle Netzanschluss- und Einspeisepunkte der Nummer (1) bis (6) der Netzebenen HöS, HS, MS und NS addiert. Danach wird die Position (7) 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 (6) enthalten sind, muss – um eine Doppelzählung zu vermeiden – diese Größe einmal subtrahiert werden.

Alle verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

### **Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS:**

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

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

Der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene MS 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.

Alle verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

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

Die „korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene MS/NS“ beinhaltet die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der Umspannebene 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 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 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.

Alle verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

#### **Zählpunkte:**

„Zählpunkte“ sind Netzpunkte, an denen der Energiefluss messtechnisch erfasst wird. Zur Berechnung werden alle vom Netzbetreiber gemeldeten Zählpunkte der Netz- und Umspannebenen Höchst- bis Niederspannung addiert.

Alle verwendeten Größen beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

#### **Installierte dezentrale Erzeugerleistung:**

Die „Installierte dezentrale Erzeugerleistung“ ist die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller dezentralen Erzeugungsanlagen nach EEG (§ 3 Ziff. 1 EEG), die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene (Höchst- bis Niederspannung) angeschlossen sind, einschließlich Solarenergie und Windenergie.

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

oder Umspannebene (Höchst- bis Niederspannung) angeschlossen sind sowie die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller sonstigen Kraftwerke und Erzeugungsanlagen, die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene (Höchst- bis Niederspannung) angeschlossen sind berücksichtigt.

Alle verwendeten Angaben wurden in kW abgefragt, in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

### **Versorgte Fläche NS:**

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

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

Die versorgte Fläche bezieht sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

### **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, singulär genutzte 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 und die Stromkreislänge der Freileitungen in der Netzebene NS addiert.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

Eine Übersicht der den Vergleichsparametern zu Grunde liegenden Werte des Netzbetreibers hat der Netzbetreiber im Rahmen der Übermittlung der Datenquittung erhalten. Die daraus berechneten und dem bundesweiten Effizienzvergleich zu Grunde gelegten Werte finden sich in Anlage A, Tabellenblatt A3 Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter und der Ermittlung des Effizienzvergleichs findet sich in dem in Anlage II beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums SwissEconomics / SUMICSID.

### **3.3.1.2.3 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 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).



Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde 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 erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV).

## **DEA**

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Dies bedeutet, dass diejenigen Unternehmen aus dem Datensatz entfernt werden, die – bei Gültigkeit des ermittelten Effizienzvergleichsmodells – für mindestens die Hälfte der Unternehmen im Datensatz den Effizienzmaßstab bilden. Mit dieser Vorgehensweise wird sichergestellt, dass ein einzelner Netzbetreiber keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienz eines anderen Netzbetreibers hat (Dominanzanalyse). Die Netzbetreiber, die einen kritischen Wert überschreiten, werden 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).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurden 10 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter wurden ebenfalls 10 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet.

## **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 ARegV 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 ermittelt wurde. Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Als Testverfahren kamen Cooks distance, DFBETAS, DFFITS, covariance ratio und Robuste Regression zur Anwendung (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Es wurden 6 Unternehmen unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparameter und 12 Unternehmen unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparameter als Ausreißer identifiziert.

#### **3.3.1.2.4 Gutachten**

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer eingehenden Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf das als Anlage II beigefügte Gutachten des Beraterkonsortiums SwissEconomics / SUMICSID verwiesen.<sup>3</sup>

#### **3.3.2 Effizienzwert des Netzbetreibers**

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

Der sich aus den Effizienzvergleichen ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus Anlage A, Tabellenblatt A5.

---

<sup>3</sup> Zum Zeitpunkt der Festlegung liegt nur ein vorläufiges Gutachten vor, das endgültige Gutachten kann auf der Internetseite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

### **3.4 Beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV**

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gleichmäßig abzubauen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss (§ 16 Abs. 1 S. 1 und 3 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers ( $I_o$ ) ermittelt sich aus der Differenz der Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV ( $KA_{dnb,0}$ ) und den mit dem Effizienzwert gemäß § 15 Abs. 3 S. 1 ARegV (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (§ 15 Abs. 3 S. 2 ARegV).

#### **3.4.1 Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr**

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 4 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind. Die Höhe der beeinflussbaren Kosten ist der Anlage A, Tabellenblatt A1.2, dort unter Punkt 2.3 (Zelle 22) zu entnehmen.

#### **3.4.2 Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV und Verteilungsfaktor**

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil,  $KA_{b,0}$ ) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die erste Regulierungsperiode wurde die individuelle Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 1 S. 2 ARegV dahingehend bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen sein sollte. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten Ineffizienzen in der ersten Regulierungsperiode rechnerisch innerhalb von zehn Jahren zu geschehen. Daraus ergab sich ein Verteilungsfaktor ( $V_t$ )

von  $0,1 * t$ .

Nach § 16 Abs. 1 S. 3 ARegV wird für die auf die erste Regulierungsperiode folgenden Regulierungsperioden der Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) so gewählt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen jeweils zum Ende der Regulierungsperiode abgeschlossen ist. Bei einer Dauer der Regulierungsperiode von 5 Jahren ergibt sich somit ein Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) von  $0,2 * t$ .

Die Höhe des Verteilungsfaktors ist der Anlage A, Tabellenblatt A.3, dort unter Punkt 2.3 (Zeile 21) zu entnehmen.

### **3.5 Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV**

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 S. 4 ARegV das Jahr 2011. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2011 102,1 und der VPI für das Jahr 2012 104,10, wobei der Wert des Jahres 2010 auf 100 normiert ist (siehe: [https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen/VerbraucherpreiseKategorien.html?cms\\_gtp=145110\\_slot%253D2&https=1](https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen/VerbraucherpreiseKategorien.html?cms_gtp=145110_slot%253D2&https=1)). Entsprechend dem Term  $VPI_t / VPI_0$  der in Anlage 1 zu § 7 aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2012 zum VPI für das Jahr 2011 für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2014) einen Inflationierungsfaktor in Höhe von 1,0196. Die Inflationsrate für das Jahr 2012 – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI 2012 gegenüber dem VPI des Basisjahres 2011 – beträgt damit 1,96 %.

In Ermangelung eines zum Zeitpunkt der Erstellung der Beschlussfassung in der zweiten Hälfte des Jahres 2013 vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten VPI für

die Jahre 2013 ff. war für die Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode eine Prognose des jeweiligen VPI für die Jahre 2015 bis 2018 notwendig. Für die Prognose des VPI wurde angenommen, dass sich der VPI gegenüber dem Vorjahr jährlich um die Inflationsrate des Jahres 2012 in Höhe von 1,96% erhöht (siehe Anlage A, Tabellenblatt A1.3, Punkt 2.4, Zeilen 35 und 36).

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 2015 bis 2018 können daher auch aus diesem Grund von den in den Anlagen genannten Werten abweichen.

### **3.6 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV**

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 zweiten Regulierungsperiode beträgt der generelle sektorale

Produktivitätsfaktor für Strom- und Gasnetzbetreiber jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs. 2 ARegV). Dies bedeutet, dass jeder Netzbetreiber über die individuelle Effizienzgrenze hinaus seine Kosten (mit Ausnahme der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) bezogen auf das Vorjahr um weitere 1,5% abbauen muss.

Nach § 9 Abs. 2 ARegV erfolgt die Einbeziehung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in die Erlösobergrenzen durch Potenzierung der Werte nach den Absätzen 2 und 3 mit dem jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  ( $PF_t$ ) der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode ergeben sich demgemäß mittels der folgenden Formel:

$PF_t = (1 + 0,015)^t - 1$  (siehe dazu Anlage A, Tabellenblatt A1.3, Punkt 2.4, Zeile 38).

Der mit dem Zweiten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 22.12.2011 (BGBl. I S. 3034) neu erlassene § 9 ARegV beruht mit § 21a Abs. 4 Satz 7, Abs. 6 Satz 2 Nr. 5 EnWG n.F. auf einer hinreichenden gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage. Die in der ARegV vorgegebene Höhe des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors sowie die bereits in der ersten Regulierungsperiode praktizierte konkrete Berechnungsweise der Regulierungsbehörden ist rechtmäßig (s. BGH, Beschl. v. 31.01.2012, EnVR 16/10).

### **3.7 Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV**

Für Verteilernetzbetreiber sieht § 10 Abs. 1 ARegV die Möglichkeit einer Anpassung der Erlösobergrenze vor, sofern eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode eintritt.

Sofern der Netzbetreiber einen Antrag auf Festlegung einer Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Erweiterungsfaktors gestellt hat, wird dieser in einem eigenständigen Verfahren beschieden.

### **3.8 Qualitätselement nach § 19 ARegV**

Auf die Erlösobergrenzen können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlenvorgaben abweichen (Qualitätselement). Hinsichtlich des Qualitätselementes ergeht ein gesonderter Beschluss.

### **3.9 Volatiler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV**

Als volatile Kostenanteile gelten nach § 11 Abs. 5 ARegV Kosten für die Beschaffung von Treibenergie bei Fernleitungsnetzbetreibern. Andere Kostenanteile gelten dann als volatiler Kostenanteil, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Die LRB hat mit Datum vom 17.07.2013 eine Festlegung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatiler Kostenanteil in der zweiten Regulierungsperiode nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs. 5 ARegV getroffen.

### **3.10 Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 4 ARegV**

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 vermiedenen Netzentgelten nach § 18 StromNEV sowie den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen. Darüber hinaus wird zusätzlich die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG

sowie nach § 18b Stromnetzzugangsverordnung verursacht wird. Die Differenzen sind gemäß § 5 Abs. 2 S. 1 ARegV in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 2 ARegV aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 %, so sind gemäß § 5 Abs. 3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen. Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz ermittelt gemäß § 5 Abs. 4 S. 1 ARegV den Saldo des Regulierungskontos im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV findet gemäß § 5 Abs. 4 S. 4 ARegV nicht statt.

Anlage C enthält den Stand Ihres Regulierungskontos für das Jahr 2012. Des Weiteren wurde der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2013 unter Berücksichtigung der Verzinsung bis zum Jahre 2013 einschließlich sowie der Korrekturterme der Jahre 2011 und 2012 mit

**X.XXX €**

ermittelt und der Berechnung der Zu- bzw. Abschläge (inkl. Verzinsung) auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zu Grunde gelegt.

In dem Falle, dass ein Über- oder Unterschreiten der Erlösobergrenze 2009 zu einer Anpassung der Erlösobergrenze 2011 geführt hat, erfolgt die Berechnung der 5 %-Schwelle unter Berücksichtigung dieser Anpassung (siehe Punkt 7.4 Höhe der



Netzentgeltanpassung Stichwort „Ping-Pong-Effekt“ in den Erläuterungen zur Bestimmung des Regulierungskontosaldos). In Zelle H42 in Tabellenblatt „Regulierungskonto“ der Anlage C wurde der Korrekturterm für das Jahr 2009 aus der Verprobungsrechnung des Jahres 2011 entnommen. Dieser reduziert oder erhöht in einem Zwischenschritt den zuvor berechneten Saldo der Jahresdifferenz (Zelle H41). Der neu berechnete Saldo der Jahresdifferenz (Zelle H43) ist nun Basis für die weitergehende Berechnung. Hinsichtlich eines Über- oder Unterschreiten der Erlösobergrenze des Jahres 2010 wurde dieselbe Vorgehensweise bei der Prüfung der 5 %-Schwelle angewandt.

Hinsichtlich der Vorgehensweise bei der Ermittlung des Saldos des Regulierungskontos verweist die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz auch auf die von der LRB am 29. September 2011 versandten "Erläuterungen zur Bestimmung des Regulierungskontosaldos".

### **3.11 Zwischenergebnis (Erlösobergrenze nach Regulierungsformel)**

Die sich aus der Regulierungsformel ergebenden kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode ergeben sich aus dem Tenor dieser Festlegung und aus Anlage A, Tabellenblatt A1.3.

### **3.12 Sonstiges**

Die Position 2.12 Sonstiges der Anlage A, Tabellenblatt A1.3 dient der Berücksichtigung der sich aus den Entscheidungen des Bundesgerichtshofs ergebenden notwendigen Korrekturen. Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz wird die entsprechenden Berechnungen vornehmen.

### **III. Stellungnahme des Netzbetreibers**

Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz hat den Netzbetreiber über die beabsichtigte Festlegung mit Schreiben vom TT.MM.JJJJ informiert und Gelegenheit zur Stellungnahme eingeräumt.

*Der Netzbetreiber hat von der Möglichkeit zur Stellungnahme keinen Gebrauch gemacht.*

*Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz kommt zu den im Rahmen der Stellungnahme vom Netzbetreiber vorgetragenen Argumenten zu folgender Beurteilung:*

- 

### **IV. Gebühren**

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

### **V. Festlegungsbestandteile**

Die beigelegten Anlagen A, B, C und I und II sind Bestandteil dieser Festlegung.

### **Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Beschluss ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Zustellung beginnenden Frist von einem Monat bei der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz, Kaiser-Friedrich-Straße 1, 55116 Mainz, einzureichen. Zur

Fristwahrung genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Koblenz, Stresemannstraße 1, 56068 Koblenz, 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 eine Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie Tatsachen und Beweismittel enthalten, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung. Auf Antrag kann das Beschwerdegericht die aufschiebende Wirkung ganz oder teilweise wiederherstellen.

Andreas Krüger

- Vorsitzender -

- Beisitzer/Beisitzerin -

- Beisitzer/Beisitzerin -

Anlage(n):      Anlage\_A:      Ermittlung      der      Erlösobergrenzen      der      2.  
Regulierungsperiode

Anlage\_B: Ermittlung des Ausgangsniveaus

Anlage\_C: Saldo des Regulierungskontos

Anlage\_I: Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 Abs. 1 ARegV

Anlage\_II: Gutachten des Beraterkonsortiums SwissEconomics / SUMICSID zum Effizienzvergleich für Verteilnetzbetreiber Strom