

V KOS [...] /12

PA [...]

[...]

Wirtschaftskammer Österreich
z.H. Frau DI Claudia Hübsch
Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien
per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer
z.H. Herrn Mag. Dominik Pezenka
Prinz-Eugen-Straße 20-22
1040 Wien
per elektronischer Zustellung

B E S C H E I D

In dem von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben und des Mengengerüsts der [...] ergeht gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl I Nr. 110/2010 idF BGBl I Nr. 107/2011, iVm § 48 Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010, nachstehender

I. Spruch

1. Die Kosten für das Systemnutzungsentgelt gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 werden wie folgt festgestellt (in TEUR):

[...]

2. Die Kosten für Netzverluste werden wie folgt festgestellt:

[...]

3. Das der Entgeltermittlung für die Netznutzung und Netzverluste zu Grunde zu legende Mengengerüst wird wie folgt festgestellt:

[...]

4. Die Mengengbasis für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz sowie für zusätzliche vorgelagerte Netzkosten wird wie folgt festgestellt:

[...]

5. Die von den festgestellten Kosten und Werten abweichenden Anträge werden abgewiesen.

Begründung

II.A. Verfahrensablauf

Mit Beschluss vom 13. Jänner 2012 hat der Vorstand der E-Control ein Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben sowie des Mengengerüsts gemäß § 48 EIWOG 2010 eingeleitet. Mit Schreiben vom 2. Februar 2012 wurde das Unternehmen von der Einleitung des Verfahrens in Kenntnis gesetzt und um die Übermittlung folgender Unterlagen binnen sechs Wochen ersucht:

- Unterfertigter Erhebungsbogen Stromnetzbetreiber 2011 (Teil 1: Energiewirtschaftliche Daten; Teil 2: Betriebswirtschaftliche Daten)
- Anlageklassen Strom für das Geschäftsjahr 2011
- Rechnungen für vorgelagerte/bezogene Netzkosten für das Geschäftsjahr 2011
- Wirtschaftsprüfungsbericht für das Geschäftsjahr 2011
- Bruttokomponente für das Geschäftsjahr 2011
- Allgemeine Anforderungsliste

Die genannten Daten wurden der Behörde nach einer dem Unternehmen gewährten Fristerstreckung am 4. Mai 2012 übermittelt.

Ein Teil der genannten Daten wurden durch das Unternehmen nachträglich korrigiert und am 10. Mai 2012 der Behörde übermittelt.

Nach Prüfung der eingelangten Unterlagen wurde dem Unternehmen eine weitere Anforderungsliste mit der Aufforderung übermittelt, ergänzende Daten beizubringen. Diese Daten wurden der Behörde nach einer dem Unternehmen gewährten Fristerstreckung am 16. Mai 2012 übermittelt.

Mit Schreiben vom 13. Juni 2012 wurden sowohl das Unternehmen als auch die Amtsparteien gemäß § 48 Abs. 2 EIWOG 2010 eingeladen, zu den vorläufigen Ermittlungsergebnissen Stellung zu nehmen.

Das Unternehmen übermittelte am 10. Juli 2012 fristgerecht eine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis.

Die Wirtschaftskammer Österreich übermittelte am 16. Juli 2012 fristgerecht eine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis.

Der Österreichische Gewerkschaftsbund übermittelte am 1. August 2012 eine Stellungnahme.

Die eingelangten Stellungnahmen wurden den jeweils übrigen Parteien des Verfahrens am 23. Juli 2012 zugestellt, auch mit dem Hinweis, dass das Ermittlungsverfahren mit 8. August 2012 geschlossen wird.

II.B. Rechtliche Grundlagen

1. Gesetzliche Grundlagen der Kosten- und Mengenermittlung

Gemäß § 48 EIWOG 2010 sind die Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern mit einer jährlichen Abgabemenge an Entnehmer von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 von Amts wegen periodisch mit Bescheid festzustellen. Die Kosten und das Mengengerüst der übrigen Netzbetreiber können von Amts wegen mit Bescheid festgestellt werden.

Die Grundsätze der Kostenermittlung werden in § 59 EIWOG 2010 bestimmt. Die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und sind differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Der Netzsicherheit, der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von Qualitätskriterien, der Marktintegration

sowie der Energieeffizienz ist Rechnung zu tragen. Die Bestimmung der Kosten unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung, die von einem rationell geführten, vergleichbaren Unternehmen ausgeht, ist zulässig. Investitionen sind in angemessener Weise ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Außerordentliche Aufwendungen oder Erträge können – im Wege des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 – über einen mehrjährigen Zeitraum anteilig verteilt werden. Die bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten sind in den Entgelten unter Berücksichtigung der beschriebenen Grundsätze und der Nutzung von Synergieeffekten angemessen zu berücksichtigen. Internationale Transaktionen und Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010 sind bei der Kostenermittlung zu berücksichtigen.

Für die Ermittlung der Kosten sind gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 Zielvorgaben zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren; zudem ist die Kostenbasis um eine netzbetreiberspezifische Teuerungsrate anzupassen. Nach § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 wirken die Zielvorgaben sowie die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate nur auf die vom Unternehmen beeinflussbaren Kosten. Der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben kann gemäß § 59 Abs. 3 EIWOG 2010 in ein- oder mehrjährige Regulierungsperioden unterteilt werden. Zum Ende einer Regulierungsperiode können die unternehmensindividuellen Effizienzfortschritte einer Evaluierung unterzogen werden. Nach einer Regulierungsperiode kann neuerlich ein Effizienzvergleich oder ein alternatives dem Stand der Wissenschaft entsprechendes Regulierungssystem zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte umgesetzt werden.

Gemäß § 61 EIWOG 2010 sind die den Entgelten zugrunde liegenden Mengen auf Basis der Abgabe- und Einspeisemengen in kWh, des arithmetischen Mittels der im Betrachtungszeitraum monatlich ermittelten bzw. gemessenen höchsten einviertelstündlichen Leistungen in kW und Zählpunkte des zuletzt verfügbaren Geschäftsjahres pro Netzebene zu ermitteln. Aktuelle oder erwartete erhebliche Effekte bei der Mengenentwicklung, sowohl bei der Mengen- als auch bei der Leistungskomponente sowie bei der Anzahl der Zählpunkte, können berücksichtigt werden.

2. Zuständigkeit

Die Festsetzung der Kosten, Zielvorgaben und des Mengengerüsts von Netzbetreibern erfolgt gemäß § 48 EIWOG 2010 iVm § 7 Abs. 1 E-ControlG mit Bescheid des Vorstands der Energie-Control Austria. Die in diesem Verfahren festgestellten Kosten und Zielvorgaben

sowie das festgestellte Mengengerüst bilden die Basis und somit eine Vorfrage der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sowie erforderlichenfalls der Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereiches mit Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 49 EIWOG 2010 iVm § 12 Abs. 2 Z 1 E-ControlG.

II.C. Sachverhalt und rechtliche Beurteilung

1. Allgemeines

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen, zu denen insbesondere der kosteneffiziente Netzbetrieb, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzsicherheit sowie der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz zu von der Regulierungsbehörde genehmigten Tarifen (Systemnutzungsentgelt) zählen.

Grundlage des Systemnutzungsentgelts sind die von der Regulierungsbehörde festgestellten Kosten der Netzbetreiber (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010). Die Entgelte ergeben sich vereinfacht gesagt aus einer Division der festgestellten Kosten (abzüglich vereinnahmter Erlöse) durch die festgestellten Mengen, wobei die Werte pro Netzbereich zusammengefasst und nach Netzebenen differenziert werden.

Um die Effizienz der Monopolunternehmen zu steigern, werden die Kosten und Zielvorgaben nach dem Modell der Anreizregulierung ermittelt, dessen grundsätzliche Idee in einer Entkoppelung der Tarife oder Erlöse von den tatsächlichen Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode (meist mehrere Jahre) besteht.

Um Systemkonformität mit den bereits seit 1. Jänner 2006 im System der Anreizregulierung erfassten Unternehmen herzustellen, werden die Grundsätze der Anreizregulierung auch auf die auf der Grundlage des EIWOG 2010 neu zu prüfenden Unternehmen für die Verfahren bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode (siehe Arbeitsunterlage 1 – Bescheid V KOS 2011) – mit den erforderlichen Anpassungen – angewandt. Ab 1. Jänner 2014 soll für alle Verteilernetzbetreiber, deren Kosten, Zielvorgaben und Mengen gemäß § 48 EIWOG 2010 mit Bescheid festgestellt werden, ein einheitliches System der Anreizregulierung umgesetzt werden.

Die prinzipielle Systematik der Anreizregulierung ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Ist ein Unternehmen in der Lage, seine Effizienz stärker zu erhöhen, als es der vorgegebene Regulierungspfad vorsieht, entsteht innerhalb der Regulierungsperiode ein Zusatzgewinn für das regulierte Unternehmen. Diese möglichen Zusatzgewinne stellen einen expliziten Effizienzsteigerungsanreiz für die Unternehmen dar und können beim Übergang in eine neue Regulierungsperiode generell entweder beim Unternehmen belassen oder von der Regulierungsbehörde abgeschöpft und den Kunden zugeführt werden (sogenannter Carry-Over Mechanismus). Auch eine implizite Berücksichtigung durch eine Gegenüberstellung der Kosten gemäß Regulierungspfad mit den tatsächlichen Kosten des Unternehmens (sogenannter Soll-/Istvergleich) und eine dem Zielerreichungsgrad entsprechende Anpassung der Steigung des Kostenpfades für die folgende Periode (bei unverändertem Zielwert) wären denkbar. Effizienzgewinne der vorhergehenden Periode würden somit linear über die folgende Periode verteilt.

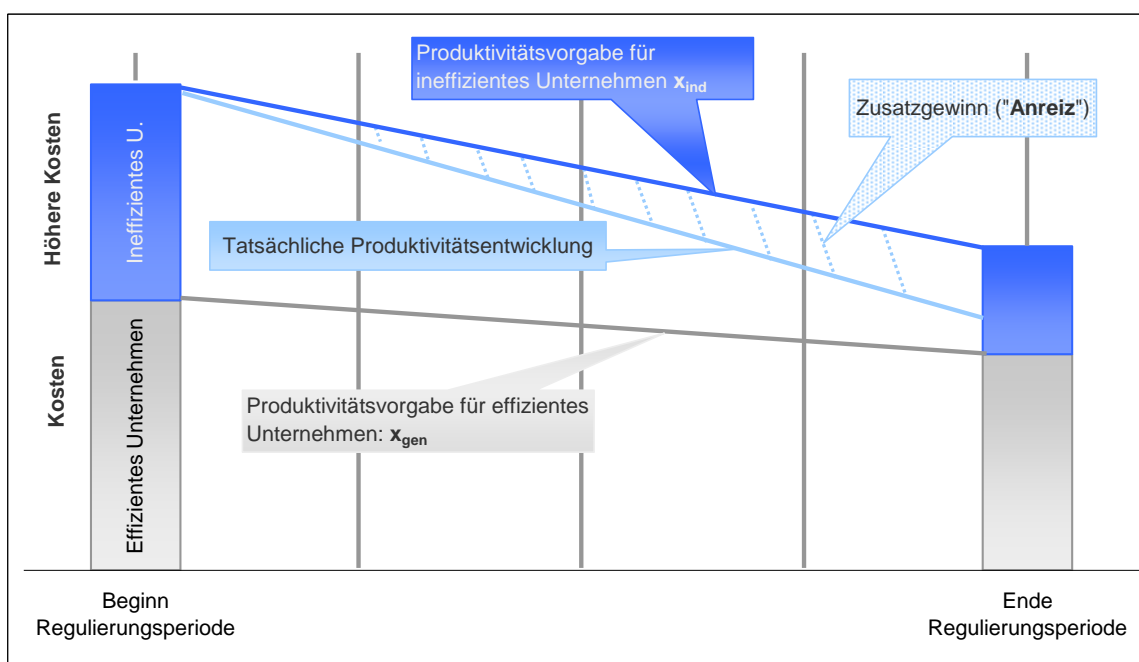


Illustration der Anreizregulierungsmethodik

Soweit dies für die Bestimmung der Zielvorgaben erforderlich ist, werden im gegenständlichen Verfahren auch Ermittlungsergebnisse aus Vorverfahren herangezogen.

2. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 sind die geprüften Jahresabschlüsse heranzuziehen (siehe die Erläuterungen zu § 59

Abs. 1 und 4 EIWOG 2010). Hierbei werden die Kosten des Unternehmens auf zwei Bereiche aufgeteilt:

- **Operative Kosten** (in Folge „OPEX“): Diese Kosten fallen für den laufenden Betrieb des Netzes an. Im Speziellen sind darunter die Kosten für Material, Personal und sonstige laufende Tätigkeiten zu erfassen.
- **Kapitalkosten** (in Folge „CAPEX“): Durch Kapitalkosten sind die Kosten für langfristige Investitionen in das Netz abzudecken. Sie umfassen neben den Abschreibungen auch die in § 60 EIWOG 2010 beschriebenen Finanzierungskosten zur Abdeckung angemessener Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapitalgebern.

In dieser Kostenermittlung sind folgende Kosten nicht enthalten:

- Vorgelagerte Netzkosten und Ausgleichszahlungen (AGZ): Die vorgelagerten Netzkosten und die AGZ werden aus dieser Kostenermittlung ausgeschieden, da diese direkt von der Höhe der bestimmten Entgelte gemäß § 62 Abs. 2 EIWOG 2010 abhängig und damit nicht im Vorhinein definierbar sind.
- Netzverlustkosten: Die Kosten für Netzverluste werden, wie in Kapitel 2.3.4 dargestellt, gesondert ermittelt.

In weiterer Folge sind kostenmindernde Elemente zu berücksichtigen:

- Sonstige betriebliche Erträge und sonstige Umsatzerlöse: Sollten durch den Netzbetreiber Tätigkeiten für andere Unternehmen oder andere Unternehmenssegmente erbracht werden, sind die dafür anfallenden Erlöse oder Erträge kostenmindernd zu berücksichtigen (darunter fallen auch Erlöse aus sonstigen Entgelten).
- Aktivierte Eigenleistungen: Sollten durch den Netzbetreiber Eigenleistungen aktiviert werden, sind auch diese von den Kosten (im Speziellen Personalaufwendungen) abzuziehen, da diese Aufwendungen durch die Aktivierung langfristig mittels CAPEX erfasst werden. Würde ein derartiger Abzug nicht vorgenommen, so würde für diese Kosten eine doppelte Abgeltung erfolgen.

2.1. Ermittlung der Kostenbasis

Die Ermittlung der Kosten, Zielvorgaben und Mengen für die aufgrund des EIWOG 2010 im Verfahren des Jahres 2011 erstmalig erfassten Unternehmen musste in die schon seit 1. Jänner 2010 laufende zweite Regulierungsperiode überführt werden. Um Systemkonformität

mit den bereits im System der Anreizregulierung erfassten Unternehmen herzustellen, wurden die neu zu prüfenden Unternehmen einer Kostenprüfung auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008 zur Ermittlung der Kosten K_{2008} unterzogen. In einem ersten Schritt wurden die OPEX auf das Jahr 2010 hochgerechnet. Da für die CAPEX ein Investitionsfaktor, welcher auf Basis von IST-Werten ermittelt wird, zur Anwendung gebracht wird, erfolgte für die CAPEX in einem ersten Schritt keine Hochrechnung der Daten auf 2010.

$$K_{2010} = OPEX_{2010} + CAPEX_{2008}$$

Die Netzkostenbasis wurde im Verfahren des Jahres 2011 einer Anpassung gemäß des Kostenanpassungsfaktors (KA) in Höhe von 2,5 % unterzogen. Die Details der Hochrechnungsfaktoren sind in Arbeitsunterlage 1 dargelegt. Durch den Netzbetreiberpreisindex (ΔNPI) werden exogene, vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Faktoren einer Kostenerhöhung des jeweiligen Zeitraumes, abgedeckt (siehe Punkt 2.3.2). Schließlich wurden die Kostenbestandteile unter Anwendung eines Betriebskosten- und ein Investitionsfaktors (siehe Punkt 2.3.3) gemeinsam auf das Jahr 2012 hochgerechnet.

$$K_{2011} = K_{2010} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2011})$$

$$K_{2012} = K_{2011} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2012})$$

2.2. Finanzierungskosten und WACC

Finanzierungskosten sind ein Bestandteil der Kapitalkosten und haben gemäß § 60 EIWOG 2010 die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragsteuern zu berücksichtigen sind. Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit die Versorgungssicherheit für Elektrizitätsnetze. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, verlangen sie dafür gemäß dem Opportunitätskostenprinzip eine entsprechende Vergütung. Regulierte Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung genau jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in einer Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten. Die Ermittlung der Finanzierungskosten soll folgenden Anforderungen Rechnung tragen:

- Marktgerechte Abgeltung des entstehenden Risikos
- Anreizwirkung zur Optimierung der Finanzierungsstruktur
- Konsistente Anwendung bei allen Unternehmensgrößen und -strukturen
- Transparente und überprüfbare Ermittlungsvorschriften
- Kein Eingriff in unternehmensspezifische Finanzierungsentscheidungen

In Zusammenarbeit mit Vertretern der Elektrizitätsbranche sowie unter Beiziehung mehrerer Gutachter wurde für die gesamte Anreizregulierungsperiode ein Modell entwickelt, das die genannten Grundsätze berücksichtigt und von den Regulierungsbehörden in Europa in verschiedenen Formen angewendet wird. Es basiert auf der Anwendung eines WACC-Verfahrens („weighted average cost of capital“), also der Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital wirkt. Eine optimale WACC-Struktur stellt sicher, dass es für ein Unternehmen keinen Unterschied macht, ob es am Markt oder in die regulierte Infrastruktur investiert. Innerhalb des WACC-Ansatzes müssen unternehmenstypische Annahmen für die zu bestimmenden Parameter getroffen werden. Zur Ermittlung angemessener Finanzierungskosten sind dies:

- Risikoloser Zinssatz
- Marktrisikoprämie
- Beta-Faktor (Maß für nicht diversifizierbares Risiko)
- Kapitalstruktur
- Fremdkapitalzinsen

Zu den Details zur Festsetzung des WACC vgl. Arbeitsunterlage 1.

Die folgende Tabelle stellt die Berechnung des WACC für die zweite Regulierungsperiode dar:

Ermittlung WACC	
2. Regulierungsperiode	
Risikoloser Zins	4,150%
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,60%
Erhöhung - Diskussion Finanzkrise	0,20%
Risikozuschlag für Fremdkapital inkl. Finanzkrise	0,80%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)	4,950%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Kosten EK-Ausgabe	0,00%
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	7,603%
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuern)	10,138%
Anteil Fremdkapital an Gesamtkapital	60,00%
Anteil Eigenkapital an Gesamtkapital	40,00%
Steuersatz	25,00%
WACC (vor Steuer)	7,025%

Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) für die zweite Regulierungsperiode

2.3. Anpassung der Kostenbasis

Die gemäß Punkt 2.1 und Punkt 2.2 ermittelte Kostenbasis umfasst wie oben dargelegt die Netzkosten mit Ausnahme der vorgelagerten Netzkosten, das sind die Kosten des Netzbetreibers für den Bezug von elektrischer Energie aus vorgelagerten Netzen, und der Netzverlustkosten. Die vorgelagerten Netzkosten sind zum überwiegenden Teil anhand des festgestellten Mengengerüsts und der in weiterer Folge durch die Regulierungskommission festzusetzenden Entgelte zu ermitteln und können daher nicht Teil der Kostenfestsetzung im Rahmen dieses Bescheides sein. Die festgestellten Kosten einschließlich der vorgelagerten Netzkosten sind in der Folge durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010, ausgenommen dem Entgelt gemäß § 51 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010 (Netzverlustentgelt), abzudecken. Die sonstigen vorgelagerten Netzkosten umfassen die Kosten für den Bezug aus vorgelagerten Netzen, die lediglich hinsichtlich der Berücksichtigung der Erlöse aus dem Netzverlustentgelt von der Entgeltfestsetzung abhängig sind.

Da der Zeitpunkt des Inkrafttretens einer neuen Systemnutzungsentgelte-Verordnung in der Regel nicht mit dem Geschäftsjahr, das der Prüfung zugrunde liegt, zusammenfällt, ist eine Hochrechnung der Kostendaten vom geprüften Geschäftsjahr erforderlich. Hierzu wird als Ausgangsbasis die Summe der Netzkosten exklusive vorgelagerte Netzkosten und Netzverlustkosten herangezogen.

Diese Netzkostenbasis wird innerhalb einer Regulierungsperiode in der Folge einer jährlichen Anpassung anhand von Hochrechnungsfaktoren (dazu sogleich) unterzogen. Am Ende der Regulierungsperiode werden die Kosten unter Berücksichtigung von über den Regulierungspfad hinausgehenden Effizienzsteigerungen während der Regulierungsperiode (Carry-Over) im Rahmen einer Kostenprüfung neu festgelegt und bilden damit wiederum die Startkosten für die neue Regulierungsperiode (vgl. § 59 Abs. 3 EIWOG 2010).

Hochrechnungsfaktoren sind der **Kostenanpassungsfaktor** (KA), der den generellen sowie den individuellen Effizienzfortschritt als kostenmindernde Faktoren vorgibt, sowie der **Netzbetreiberpreisindex**, der einen Ausgleich für Preissteigerungen schafft und als kostenerhöhender Faktor angewendet wird. Getätigte Investitionen und Veränderungen der Betriebskosten werden durch den **Investitionsfaktor** und den **Betriebskostenfaktor** berücksichtigt.

2.3.1. Kostenanpassungsfaktor

Für die Zeitspanne bis zum Beginn einer neuen Regulierungsperiode und der Überführung in das allgemeine System der Anreizregulierung (voraussichtlich 2014, vgl. oben Punkt II.C.1) wurde im Verfahren V KOS [...]11 ein Kostenanpassungsfaktor in Höhe von 2,5 % p.a. herangezogen (siehe dazu Arbeitsunterlage 1). Die Regulierungskommission hat jedoch in mehreren gleichlautenden Entscheidungen vom 28. März 2012 über Beschwerden gemäß § 48 Abs. 2 EIWOG 2010 den jeweils erstinstanzlich festgelegten Kostenanpassungsfaktor korrigiert (im gegenständlichen Verfahren unter der GZ R REM 02/11). Zu den individuellen Zielvorgaben hält die Regulierungskommission fest, dass der Effizienzwert aufgrund der nicht vorhandenen (und nicht geprüften) Daten nach den Methoden, die dem Stand der Wissenschaft zu genügen haben, nicht berechnet werden könne und eine Anlehnung an andere Unternehmen für die Herleitung der relativen Effizienz methodisch unzulässig sei. Im Ergebnis bedeutet dies, dass für jene Unternehmen, für die im Vorfeld der mit 1. Jänner 2006 beginnende Anreizregulierungsperiode kein individueller Effizienzwert im Rahmen einer Benchmarking-Analyse ermittelt wurde, die individuelle Zielvorgabe mit 0,0 % festzusetzen ist.

Darüber hinaus wurde in den Beschwerdeentscheidungen die generelle Zielvorgabe angepasst. Hier führt die Regulierungskommission begründend im Wesentlichen aus, dass für die im Jahr 2011 neu zu prüfenden Unternehmen die Diskriminierungsfreiheit gegenüber Unternehmen, welche bereits bisher dem Anreizregulierungssystem unterlegen sind,

sichergestellt werden müsse. Zudem müsse berücksichtigt werden, dass Studien und Gutachten umfassend belegen, dass besonders beim Wechsel in ein Anreizregulierungssystem mit Effizienzsteigerungen zu rechnen ist (sog. „Erstrundeneffekt“). Abweichend von den erstinstanzlichen Bescheiden wurde daher die generelle Zielvorgabe mit 3,5 % festgesetzt. Der daraus resultierende Kostenanpassungsfaktor von 3,5 % wurde bis zum 31.12.2013 festgesetzt.

Differenzbeträge, die sich aus der Kostenfestsetzung der ersten und zweiten Instanz ergeben, sind bei der Überleitung (siehe Punkt 5.1) nach den allgemeinen Regeln des § 59 EIWOG 2010 kostenerhöhend bzw. kostenmindernd anzusetzen und mit dem für Fremdkapital anzuwendenden Zinssatz zu verzinsen.

2.3.2. Netzbetreiberpreisindex

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex (Δ NPI) abgebildet, der sich wie folgt zusammensetzt:

- Tariflohnindex (Generalindex), TLI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung für Personalkosten (Gewichtung: 40 %).
- Baupreisindex (gesamt), BPI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Baupreisindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung der Kapital- und Materialkosten (Gewichtung: 30 %).
- Verbraucherpreisindex, VPI, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die Entwicklung der sonstigen Kosten (Gewichtung: 30 %).

Die angeführten Gewichtungen orientieren sich an der durchschnittlichen, aktuellen Kostenstruktur österreichischer Netzbetreiber.

	Baupreisindex (Hoch- und Tiefbau)				Baupreisindex (Hoch- und Tiefbau)		
	Ø 2010=100	Tariflohnindex (Generalindex) Ø 2006=100	Verbraucher- preisindex Ø 2005=100		Ø 2010=100	Tariflohnindex (Generalindex) Ø 2006=100	Verbraucher- preisindex Ø 2005=100
Aug. 09		109,4	107,7	Jan. 11		112,3	110,6
Sep. 09	96,7	109,5	107,8	Feb. 11		112,4	111,4
Okt. 09		109,5	107,8	Mrz. 11	102,3	112,5	112,7
Nov. 09		109,6	108,0	Apr. 11		112,7	113,2
Dez. 09	97,4	109,6	108,2	Mai. 11		113,2	113,3
Jan. 10		110,4	107,9	Jun. 11	103,0	113,2	113,3
Feb. 10		110,6	108,1	Jul. 11		113,3	113,1
Mrz. 10	98,6	110,6	109,3	Aug. 11		113,3	113,3
Apr. 10		110,6	109,6	Sep. 11	103,5	113,3	113,8
Mai. 10		110,9	109,7	Okt. 11		113,3	113,9
Jun. 10	99,6	110,9	109,7	Nov. 11		113,6	114,0
Jul. 10		111,0	109,3	Dez. 11	103,8	113,6	114,2
Aug. 10		111,0	109,5	Jan. 12		115,1	113,7
Sep. 10	100,5	111,0	109,9	Feb. 12		116,0	114,2
Okt. 10		111,0	110,1	Mrz. 12	104,9	116,1	115,4
Nov. 10		111,2	110,0	Apr. 12		116,4	115,9
Dez. 10	101,3	111,2	110,7	Mai. 12		117,0	115,7

Quelle: Statistik Austria, OeNB

Zur Ermittlung von ΔNPI_{2013} werden die drei Einzelindizes gewichtet addiert:

$$\Delta NPI_{2013} = 30\% \cdot \Delta BPI_{2013} + 40\% \cdot \Delta TLI_{2013} + 30\% \cdot \Delta VPI_{2013} = 2,7735\%$$

2.3.3. Investitions- und Betriebskostenfaktor

Gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 sind Investitionen in angemessener Weise ausgehend von den Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Um einen Anreiz für Investitionen während der Regulierungsperiode zu setzen und einen direkten Bezug zwischen zusätzlichen entgeltrelevanten Kosten und der Ausweitung der Unternehmenstätigkeit zu erreichen, werden ein Investitionsfaktor und ein Betriebskostenfaktor angewandt.

Der **Investitionsfaktor** wird auf Basis der CAPEX des Geschäftsjahres 2010 ermittelt. Der Investitionsfaktor dient der gezielten Förderung von Investitionen, indem er sämtliche tatsächlich getätigten Investitionen mit einer Verzinsung von 7,025 % (vor Steuer) berücksichtigt. Aus der Entscheidung der Regulierungskommission (siehe Punkt 2.3.1) ergibt sich, dass der Kostenanpassungsfaktor der generellen Zielvorgabe (3,5 % p.a.) entspricht, was sich in der Ermittlung des Investitionsfaktors entsprechend niederschlägt. Ab dem Jahr 2006 wird das Vermögen nicht mehr beabschlagt, und für Buchwertzugänge ab 2009 wird ein Zuschlag (Mark-Up) in Höhe von 1,05 % (vor Steuer) zum WACC für die zweite Regulierungsperiode gewährt, der auch künftig Innovationen im Netz fördert. Um sicherzustellen, dass ausschließlich notwendige Investitionen durchgeführt werden, kann der Investitionsfaktor auch einen negativen Wert annehmen. Der negative Investitionsfaktor weist einen Puffer im negativen Bereich von 1,95 % auf. Bis zu einem Wert von -1,95 % der

berücksichtigten CAPEX erfolgte eine Deckelung mit 0, von darüber hinausgehenden negativen Prozentwerten werden 1,95 % abgezogen. (Details zur Berechnung finden sich in Beilage 1 Kostenüberleitung). Die Methodik zur Ermittlung des Investitionsfaktors soll bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode beibehalten werden.

Hinsichtlich der Entwicklung der **Betriebskosten** wird auf die Entwicklung von physischen Netzanlagen abgestellt, um Betriebskostenänderungen möglichst in Abhängigkeit von den relevanten Kostentreibern abbilden zu können. Dabei werden einerseits die Systemlänge je Netzebene berücksichtigt, wobei hier als Gewichtungsfaktoren jene des Benchmarkings der Anreizregulierung mit 166 % für Mittelspannung und 583 % für Hochspannung herangezogen wurden (zur Herleitung dieser Werte siehe die Erläuterungen zur SNT-VO 2006, Seite 49), andererseits die Kundenzahl, die durch Zählpunkte repräsentiert ist. Die Ermittlung der Preisansätze für die einzelnen Faktoren erfolgte auf Basis der Daten der Netzbetreiber unter der Anwendung von statistischen Analysen. Daraus ergeben sich folgende zusätzliche Kosten für die Anwendung des Betriebskostenfaktors:

- 50,0 EUR pro Zählpunkt
- 1.900,0 EUR pro zusätzlicher Systemlänge Niederspannung in km
- 3.154,0 EUR (1,66 x 1.900) pro zusätzlicher Systemlänge Mittelspannung in km
- 11.077,0 EUR (5,83 x 1.900) pro zusätzlicher Systemlänge Hoch-/Höchstspannung in km

Veränderungen von Zählpunkten ohne tatsächliche Neukundenanschlüsse bleiben unberücksichtigt. Weiters werden die Betriebskostenfaktoren bei Leitungsrückbauten auf den Mittel- und Hochspannungsebenen mit „0“ gedeckelt. In Ausnahmefällen kann bei signifikanter Änderung der Anlagensubstanz der Betriebskostenfaktor einen negativen Wert annehmen. Die Veränderung der Anzahl der Zählpunkte und die Systemlänge Niederspannung kann auch negative Werte annehmen, welche entsprechend berücksichtigt werden. Zur Ermittlung des Betriebskostenfaktors wird stets ein Vergleich zum Basisjahr 2008 vorgenommen.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass der Investitionsfaktor und der Betriebskostenfaktor erstmals mit der Entgeltbestimmung ab 1. Jänner 2012 (SNE-VO 2012) berücksichtigt wurden und diese Vorgangsweise nunmehr weitergeführt werden soll.

2.3.4. Netzverluste

Die Höhe der Netzverluste kann nicht immer exakt gemessen werden. Dies ist zwar im Übertragungsnetz möglich, wo es im Regelfall sowohl für die Einspeisung als auch für die Abgabe zeitgleiche Messungen gibt. Im Verteilnetz ist jedoch nur die mengenmäßige Einspeisung und Abgabe bekannt. Während der Bezug im Netz meist genau erfasst wird, wird bei der Berechnung der Abgabe meist extrapoliert bzw. werden die Netzverluste durch bilanzielle Abgrenzung rechnerisch ermittelt. Wird die Differenz der beiden Größen gebildet, so sind in den Netzverlusten auch die Fehlerrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, Fehler bei Schätzungen von pauschalisierten Anlagen und andere kaufmännische Netzverluste enthalten.

Für jene Unternehmen, deren Netzverlustmengen auf Basis des EIWOG 2010 im Verfahren des Jahres 2011 erstmalig ermittelt wurden, wurde eine Obergrenze festgesetzt, um einen Anreiz zur Reduktion der Netzverlustmengen zu setzen. Als Obergrenze wird der Anteil der Netzverluste an der Gesamtabgabemenge des Geschäftsjahres 2003 bestimmt. Beträgt dieser Wert beispielsweise 4 %, dürfen die Netzverluste in der Regulierungsperiode bezogen auf die jeweils aktuelle Gesamtabgabemenge 4 % nicht übersteigen. Übersteigt der Wert diese Grenze, werden die darüber hinausgehenden Netzverlustmengen nicht vergütet.

Mit dem Inkrafttreten der SNT-VO 2010 – Novelle 2011 mit 1. Jänner 2011 wurde ein neues transparentes, nichtdiskriminierendes und marktorientiertes Verfahren zur gemeinsamen Beschaffung von Netzverlustenergiemengen implementiert. Die Ermittlung der Netzverlustkosten erfolgt auf der Grundlage einer gemeinsamen Beschaffung der Netzverlustenergie. Der Beschaffungsvorgang erfolgt in marktorientierter Weise und entspricht den Grundsätzen der Transparenz und Nicht-Diskriminierung (vgl. Art. 15 Abs. 6 der Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt). Der erzielte Netzverlustpreis (inklusive Nebenkosten) pro beschaffter Mengeneinheit wird den an der Beschaffung beteiligten Netzbetreibern über das Netzverlustentgelt zur Gänze abgedeckt. Zusätzlich können die bei einem gemeinsamen Einkauf resultierenden Synergiepotentiale genutzt werden. Folgende Vorteile ergeben sich aus regulatorischer und energiewirtschaftlicher Sicht daraus:

- Günstigere Einkaufspreise bei gemeinsamer Beschaffung führen zwangsläufig zu geringeren Tarifen und somit zu einer Entlastung der Kunden;
- Durch die geringeren Tarife aufgrund der gemeinsamen Beschaffung entstehen für den Kunden wirtschaftliche Vorteile;

- Transparentes Verfahren sowohl für Netzbetreiber, als auch für den Regulator zur Bestimmung der realen Beschaffungspreise für Netzverlustenergie;
- Durch eine Zusammenfassung der Netzverlustenergiemengen ergibt sich eine Reduktion von Ausgleichsenergiemengen (Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichem Anfall) für Netzverluste und damit geringere Ausgleichsenergiekosten.

Im Sinne der angestrebten Wirtschaftlichkeit der gemeinsamen Beschaffung der Netzverlustenergie muss der Anteil der zu beschaffenden Netzverlustenergie jedenfalls mehr als 60 % der Gesamtnetzverluste gemäß der veröffentlichten Bilanz der elektrischen Energie in Österreich (öffentliches Netz) betragen. Im Sinne einer langfristig optimierten Beschaffungsstrategie haben sich die teilnehmenden Netzbetreiber jedenfalls bis Ende 2013 – unbeschadet der Möglichkeit zur außerordentlichen Kündigung – zur Aufrechterhaltung der Vertragsbeziehungen verpflichtet. Der Sonderbilanzgruppenverantwortliche (kurz S-BGV) wickelt zentral für die teilnehmenden Netzbetreiber aller drei Regelzonen den Einkauf der Netzverlustenergie gegenüber dem Markt ab. Die Austrian Power Grid AG (APG) übernimmt die Funktion des S-BGV in sämtlichen Regelzonen Österreichs.

Sollte ein Netzbetreiber die Beschaffung dennoch selbst durchführen, so wird für diesen der niedrigere Wert (eigene Beschaffung im Vergleich zur gemeinsamen Beschaffung) als angemessener Netzverlustpreis herangezogen. Diese Vorgangsweise soll auch in Zukunft fortgesetzt und gegebenenfalls adaptiert werden.

3. Kosten und Entgelte

Gemäß § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 müssen die Netzbenutzer wie bereits ausgeführt für die Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern und Regelzonenführern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, Systemnutzungsentgelt entrichten. Das Systemnutzungsentgelt setzt sich gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus den folgenden Bestandteilen zusammen, welche in Summe sämtliche Kosten der Netzbetreiber abzudecken haben:

1. Netznutzungsentgelt
2. Netzverlustentgelt
3. Netzzutrittsentgelt
4. Netzbereitstellungsentgelt
5. Systemdienstleitungsentgelt
6. Entgelt für Messleistungen

7. Entgelt für sonstige Leistungen sowie
8. gegebenenfalls dem Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010

In der Vergangenheit hat es sich bei der Entgeltfestsetzung bewährt, sequenziell vorzugehen. Aus der Gesamtkostenbasis werden in einem ersten Schritt die Netzverlustkosten ausgeschieden und darauf aufbauend ein angemessenes Netzverlustentgelt bestimmt (vgl. Punkt 2.3.4).

Da das Netzzutritts- und das Netzbereitstellungsentgelt (Baukostenzuschüsse - BKZ) über einen längeren Zeitraum wirken (für das Netzbereitstellungsentgelt ist diese Vorgangsweise explizit in § 55 Abs. 6 EIWOG 2010 geregelt und ein Verteilungszeitraum von 20 Jahren festgesetzt), ist es grundsätzlich nur sehr schwer möglich, die angemessenen Entgelte auf Basis der aktuell ermittelten Kosten zu bestimmen. Für die Berücksichtigung der Entgelte im Rahmen der jährlichen Kostenermittlung wird daher die Auflösung der vereinnahmten Entgelte aus der Vergangenheit herangezogen. Anpassungen des Netzbereitstellungsentgelts müssen zukünftige Entwicklungen antizipieren, weil dieses aufgrund der langen Auflösungsdauer stark zukunftsorientiert zu ermitteln ist.

Kosten und zu erwartende Erlöse aus Systemdienstleistungen, Messentgelten und sonstigen Entgelten werden in weiterer Folge einander gegenüber gestellt und die entsprechenden Kosten aus dem verbleibenden Kostenblock ausgeschieden.

Da die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 8 EIWOG 2010 für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs.1 EIWOG 2010 nicht mit Verordnung bestimmt werden, können deren Auswirkungen nur kostenmindernd für andere Entgelte berücksichtigt werden, weil andernfalls die Netzkosten überkompensiert werden würden.

Die verbleibenden Kosten bilden somit die Ausgangsbasis für die Bestimmung der Systemnutzungsentgelte.

Durch diese Vorgangsweise ist sichergestellt, dass sämtliche Kosten durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 abgedeckt werden und gleichzeitig keine Überkompensation erfolgt. Nachfolgende Grafik stellt diesen Zusammenhang nochmals dar.

Kosten		Zuordnung	Entgelte		
OPEX	Materialaufwendungen				
	Personalaufwendungen				
	So. betr. Aufwand				
CAPEX	Abschreibungen				
	Finanzierungskosten (RAB*WACC)				
Gesamtkosten					
- Netzverlustkosten (NVE)				→	2. Netzverlustentgelt
- Gesamtkosten exkl. Netzverluste					
- Auflösung Baukostenzuschüsse (BKZ)				↔	3. NZE; 4. NBE
- Erlöse Systemdienstleistungen				↔	5. Systemdienstleist. Entgelt
- Erlöse Messentgelt		↔	6. Messentgelte		
- Erlöse sonstige Entgelte		↔	7. Entg. Sonst. Leistungen		
- Erlöse Entgelte int. Transakt. u. Vertr.		↔	8. ggf. Entg. Intern. Transaktionen		
Summe verbleibende Kosten NNE		→	1. Netznutzungsentgelt (NNE)		

Zuordnung Kosten – Entgelte

4. Mengengerüst

Für die Entgeltermittlung durch die Regulierungskommission ist den gemäß Abschnitt 2 festgestellten Kosten ein Mengengerüst gegenüberzustellen.

Wie auch bisher wird das Prinzip der „Letztverfügbarkeit von Istwerten“ verfolgt: Herangezogen wird also jene Mengenbasis, die vom Unternehmen bekanntgegeben wird, vom Abschlussprüfer und den Organen bestätigt und genehmigt und von der Behörde überprüft werden kann. Die Darlegung dieser Mengenbasis erfolgt im Zuge der regelmäßigen Abfrage des Erhebungsbogens Strom für Netzbetreiber. Nachteil dieser Vorgehensweise ist, dass das Mengengerüst zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Systemnutzungsentgelte-Verordnung bereits über ein Jahr alt sein kann. Dem steht jedoch der Vorteil der Datensicherheit und -qualität gegenüber. Auch etwaige Einmaleffekte sollen nach diesem Prinzip keinesfalls bereinigt werden, weil sich jeder Effekt im vorgesehenen Regulierungssystem – wenn auch jeweils zeitverzögert – für exakt ein Jahr auswirkt.

5. Ergebnis der Kosten- und Mengenermittlung

5.1. Ergebnis der Kostenermittlung

Die Netzkostenbasis wird innerhalb einer Regulierungsperiode in der Folge einer jährlichen Anpassung anhand der Hochrechnungsfaktoren unterzogen.

Überleitung Netzkostenbasis	
in TEUR Unternehmen:	
1. Anpassung ab 1.1.2013: $K_{2012} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2013})$	
K_{2012} REM Entscheidung	
KA_{neu}	
ΔNPI_{2013}	
K_{2013}	
2. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Zählpunkte	
Zählpunkte 2008	
Zählpunkte 2011	
Veränderung	
EUR pro Zählpunkt	
BK-Faktor aus Zählpunkten	
3. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Systemlängen	
Systemlänge 2008 NS	
Systemlänge 2008 MS	
Systemlänge 2008 HS	
Gewichtete Systemlänge 2008 (5,83 HS; 1,66 MS)	
Systemlänge 2011 NS	
Systemlänge 2011 MS	
Systemlänge 2011 HS	
Gewichtete Systemlänge 2011 (5,83 HS; 1,66 MS)	
Veränderung der gewichteten Systemlänge in km	
EUR pro km	
BK-Faktor aus Systemlänge	
4. Ermittlung Investitionsfaktor	
Investitionsfaktor <small>2013</small>	

5. Zusammenfassung kostenverändernde Faktoren
BK-Faktor aus Zählpunkten ₂₀₁₃
BK-Faktor aus Systemlänge ₂₀₁₃
Investitionsfaktor ₂₀₁₃
Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor
6. Überleitung Netzkostenbasis
K₂₀₁₃
Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor
Gebrauchsabgabe
Sonstige Anpassungen
Summe eigene Netzkosten
Anpassung gem. REM-Entscheidung für 2011 (verzinst)
Summe eigene Netzkosten Berück. REM
abzgl. BKZ ₂₀₁₁
abzgl. Messerlöse ₂₀₁₁
Auswirkung sonstige Entgelte
Eigene Kosten für NNE₂₀₁₃ vor AGZ und vNK₂₀₁₃
Netzkosten für NNE₂₀₁₂ vor AGZ und vNK₂₀₁₂
aufgrund REM Entscheidung
Anpassung Netzkosten

ES=individueller Effizienzwert; KA=Kostenanpassungsfaktor; NPI=Netzbetreiberpreisindex; NS=Niederspannung MS=Mittelspannung; HS=Hochspannung; BKZ=Baukostenzuschüsse (Netzzutritts- und das Netzbereitstellungsentgelt); vNK=vorgelagerte Netzkosten; NNE=Netzn

Als Ausgangsbasis für die Kosten₂₀₁₃ wurden die Kosten₂₀₁₂ der Beschwerdeentscheidungen herangezogen. Diese Kosten wurden um den Kostenanpassungsfaktor der Beschwerdeentscheidung in Höhe von 3,5 % (vgl. dazu oben Punkt 2.3.1) vermindert.

Weiters wurden die Kosten₂₀₁₂ um den Netzbetreiberpreisindex angepasst. Nach Anwendung des Betriebskostenfaktors und des Investitionsfaktors, der Gebrauchsabgabe und weiterer Kostenanpassungen werden die kostenmindernden Elemente berücksichtigt. Die Auflösung der Baukostenzuschüsse (Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt) sowie die Messerlöse werden den Kosten gegen gerechnet.

Differenzbeträge, die sich aus der Beschwerdeentscheidung der Regulierungskommission ergeben, sind bei der Überleitung nach den allgemeinen Regeln des § 59 EIWOG 2010 anzusetzen und mit dem für Fremdkapital anzuwendenden Zinssatz zu verzinsen.

Aufrollung REM-Entscheidung	NE 3	NE 4	NE 5	NE 6	NE 7	Summe
Summe eigene NK Bescheid 1. Instanz						
Summe eigene NK Bescheid 2. Instanz						
Kostendifferenz zu Bescheid 1. Instanz						
Verzinsung mittels SMR*						
Anpassung gem. REM-Entscheidung für 2011 (verzinst)						

*Sekundärmarkttrendite (März bis April 2012) = 3,17%

Für die Zuordnung der Kosten samt der Auswirkung von Auflösungen von Baukostenzuschüssen und Messerlösen auf die einzelnen Netzebenen gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 wurden die Angaben des Unternehmens (vgl. Arbeitsunterlage 11) sowie Vorjahreswerte herangezogen (vgl. Spruchpunkt 1).

Aufteilung Kosten u. Erlöse	NE 3	NE 4	NE 5	NE 6	NE 7	Summe
Summe eigene Netzkosten						
Auswirkung REM-Entscheidung						
Summe eigene Netzkosten Berück. RE						
abzgl. BKZ ₂₀₁₁						
abzgl. Messerlöse ₂₀₁₁						
Auswirkung sonstige Entgelte						
Eigene Kosten für NNE 2013 vor AGZ und vNK 2013						

5.1.1. Stellungnahmen und Erwägungen

Das Unternehmen übermittelte am 13. Juni 2012 fristgerecht eine Stellungnahme (siehe Arbeitsunterlage 02 ON 15), zum vorläufigen Ermittlungsergebnis, welche folgende Punkte umfasst:

Die Regulierungskommission habe in ihrer Beschwerdeentscheidung den Kostenanpassungsfaktor sowohl für das Jahr 2012 als auch in Vorgriff auf die Entscheidung des Vorstandes der E-Control für das Jahr 2013 mit 3,5 % festgelegt. Das Unternehmen habe gegen die Beschwerdeentscheidung binnen offener Frist Beschwerde beim Verwaltungsgerichtshof eingebracht [...]. Laut Ausführungen des Unternehmens wird, sofern der Verwaltungsgerichtshof den Anträgen der Bescheid Beschwerde folgt, der Kostenanpassungsfaktor sowohl für das Jahr 2013 als auch für das Jahr 2012 wieder mit einem Wert, der jedenfalls nicht über 2,5 % liegen werde, festzusetzen sein. Das Unternehmen führt weiters aus, dass die im vorläufigen Ermittlungsbericht enthaltene Kostenbasis im Hinblick auf die Beschwerdeentscheidung der Regulierungskommission eine Anpassung der Kostenbasis 2013 um die Differenzwerte zwischen dem erstinstanzlichen und zweitinstanzlichen Kostenbescheid 2012 vornehme. Da gegen den zweitinstanzlichen Bescheid eine Verwaltungsgerichtshofbeschwerde seitens des Unternehmens eingebracht

wurde, welche derzeit anhängig ist, sei nicht auszuschließen, dass der zweitinstanzliche Bescheid aufgehoben und die im laufenden Ermittlungsverfahren vorgenommene Anpassung hinfällig würden. Da die Entscheidung des Verwaltungsgerichtshofes im Verfahren [...] eine Vorfrage in diesem Verfahren sei, wird angeregt, dieses Verfahren bis zur Entscheidung des Verwaltungsgerichtshofes zu unterbrechen.

Wie das Unternehmen in der Stellungnahme zutreffend ausführt, ist die Regulierungskommission im Beschwerdeverfahren zum Kostenbescheid des Jahres 2011 bei der Ermittlung der generellen Zielvorgabe von dem in erster Instanz verwendeten generellen X-Faktor abgewichen und hat diesen mit 3,5 % festgesetzt; dies nicht nur für das Verfahren 2011 sondern bis Ende 2013. Da es sich insoweit um eine entschiedene Sache handelt und die Entscheidung auch rechtskräftig ist, kann die erstinstanzliche Behörde im Verfahren 2012 keine Festlegungen zur generellen Zielvorgabe treffen. Dies gilt ungeachtet einer anhängigen VwGH-Beschwerde.

Mit dem Bescheid der Regulierungskommission ist die strittige Frage (vorerst) rechtskräftig entschieden. Da die Ergebnisse der Kostenermittlungsverfahren unmittelbar der Entgeltfestsetzung nach § 62 EIWOG 2010 für das Folgejahr zugrunde zu legen sind, kann das Verfahren nicht bis zur Entscheidung des VwGH ausgesetzt werden. Vielmehr sind allfällige Differenzbeträge, die sich aus einer Aufhebung durch den VwGH ergeben, im Wege des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 nachträglich aufzurollen.

Die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) übermittelte am 10. Juli 2012 fristgerecht eine Stellungnahme (siehe Arbeitsunterlage 02 ON 16) zum vorläufigen Ermittlungsergebnis, in der die WKÖ die Anpassung des Kostenanpassungsfaktors auf 3,5 % begrüßt. Die WKÖ führt dabei aus, dass durch diese Anhebung die Diskriminierungsfreiheit sichergestellt wäre.

Der Österreichische Gewerkschaftsbund übermittelte am 6. August 2012 eine Stellungnahme zur Abgeltung der Kostensteigerungen. Die Abgeltung mittels des Netzbetreiberindexwerde vom ÖGB nicht a priori abgelehnt, jedoch sei man mit der Fixierung des allgemeinen Tariflohnindex als Benchmark für die Entwicklung der Personalkosten nicht einverstanden. Der ÖGB verlangt die tatsächlichen Lohn- und Gehaltsabschlüsse bei der Kostenermittlung heranzuziehen.

Dazu wird erwogen, dass gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate der Netzbetreiberpreisindex angewendet wird. Dieser setzt sich (wie bisher) aus den Teilindizes Tariflohnindex, Baupreisindex und

Verbraucherpreisindex zusammen. Der ÖGB merkt dazu in seiner Stellungnahme an, dass anstelle des allgemeinen Tariflohnindex ein branchenspezifischer Wert für die Abbildung der Personalkosten herangezogen werden könnte. Aus Sicht der Behörde würde jedoch das Abstellen auf einen reinen branchenspezifischen Wert zu einem Endogenitätsproblem führen: Das Ergebnis der Kollektivvertragsverhandlungen hätte einen direkten Einfluss auf die Kostenanpassung des regulierten Unternehmens. Die Eigentümerversammlung hätte einen Anreiz, möglichst hohe Gehaltssteigerungen der Mitarbeiter zu forcieren. Darüber hinaus ist anzumerken, dass nicht alle Personalleistungen von den Netzbetreibern selbst erbracht werden, sondern im Rahmen von Dienstleistungsverträgen im vertikal integrierten Unternehmen bzw. durch Drittanbieter erbracht werden. Eine ausschließliche Abstellen auf die Entwicklung des EVU-Kollektivvertrags wurde diesen Umstand nicht berücksichtigen..

Des Weiteren ist die Preisindizierung der Kostenbasis auch immer mit der Ermittlungsweise des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (XGen) zu sehen. Sollte dieses XGen auf Basis der von *Bernstein* und *Sappington* (1999) dargelegten Methodik - der Differentialbetrachtung der Produktivitäts- und Inputpreisänderungsraten zwischen dem regulierten Sektor und der Gesamtwirtschaft - bestimmt werden, so ist eine Indexierung mittels des generellen Preisindex (economy-wide rate of inflation, zB VPI) angebracht. Diese Zusammenhänge wurden mit Vertretern der Gas- und Stromverteilernetzbetreiber im Sommer 2011 bereits diskutiert und es wurde darauf hingewiesen, dass bei der Determinierung künftiger XGens (3. Periode Stromverteilernetzbetreiber ab 2014 und 3. Periode Gasverteilernetzbetreiber) auf den Umstand der Indexierung der Kostenbasis mittels des in § 59 Abs 5 EIWOG 2010 bzw. in § 79 Abs 5 GWG 2011 gesetzlich vorgegebenen Netzbetreiberpreisindex Bedacht zu nehmen wäre. Eine ausführliche Diskussion dieser Thematik findet sich im Dokument zur Regulierungssystematik der zweiten Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber sowie im Gutachten von WIK-Consult (2012) zur Bestimmung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts österreichischer Gasverteilernetzbetreiber.

Daher ist der Verwendung des allgemeinen Tariflohnindex der Vorzug zu geben.

Die Bundesarbeitskammer hat keine gesonderte Stellungnahme für das Unternehmen abgegeben, jedoch wurden folgende allgemeine Anmerkungen übermittelt, die sich auf alle übermittelten Kostenermittlungsberichte beziehen:

Die Bundesarbeitskammer führt aus, dass die einzelnen Kostenermittlungsberichte eine gute Übersicht zur Kosten- und Mengenermittlung lieferten. Im Vergleich zum Vorjahr seien die

tabellarischen Darstellungen vereinheitlicht, andererseits die Berichte im Umfang stark reduziert. Dies würde zwar die Übersichtlichkeit erhöhen, jedoch die Nachvollziehbarkeit der ermittelten Werte einschränken. Darüber hinaus seien bei manchen Kostenermittlungsberichten die kostenveränderten Faktoren und Anpassungen bloß kursorisch erläutert, bei anderen würden sich keinerlei Erläuterungen finden. Daher spricht sich die Bundesarbeitskammer dafür, bei allen Kostenberichten die kostenveränderten Faktoren und Anpassungen zu erläutern.

Dies wird in der Bescheidbegründung berücksichtigt.

Zur Neubestimmung des Finanzierungskostensatzes (WACC) merkt die Bundesarbeitskammer an, dass im Sinne der Transparenz Berechnungsgrundlagen und entsprechende Gutachten frühzeitig vorzulegen seien.

Für die Bestimmung der Rahmenbedingungen der 3. Regulierungsperiode Strom wird von Seiten der Behörde eine frühe Einbindung angestrebt. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist ergänzend auf die Regulierungssystematik der zweiten Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber hinzuweisen, welche als grundsätzliche Ausgangsbasis für die Überlegungen für Stromverteilternetzbetreiber herangezogen werden kann.

Zur Neufestsetzung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (XGen) wäre aus Sicht der Bundesarbeitskammer die Veröffentlichung der von E-Control durchgeführten Meta-Studie wünschenswert.

Dazu ist auszuführen, dass die erwähnte Metastudie im Dokument zur Regulierungssystematik der zweiten Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber enthalten ist. Des Weiteren beinhaltet dieses Dokument auch eine Auseinandersetzung mit dem Branchengutachten der Gasverteilternetzbetreiber sowie eine Zusammenfassung des WIK-Consult Gutachtens, welches von der Behörde in Auftrag gegeben wurde.

Die Bundesarbeitskammer merkt in ihrer Stellungnahme zum Netzbetreiberpreisindex an, dass anstelle des allgemeinen Tariflohnindex ein branchenspezifischer Wert oder eine Mischvariante für die Abbildung der Personalkosten herangezogen werden könnte.

Diesbezüglich wird auf die Würdigung der Stellungnahme des Österreichischen Gewerkschaftsbundes verwiesen.

Die Landwirtschaftskammer Österreich hat keine Stellungnahme abgegeben.

5.2. Ergebnis der Kostenermittlung für Netzverluste

Ermittlung der Netzverlustkosten	
Unternehmen:	
1. Netzverlustmengen des eigenen Netzes 2011	
Gesamtabgabemenge 2011	MWh
Netzverlustmenge 2011	MWh
Anteil 2011	
2. Netzverlustmengen des eigenen Netzes 2003	
Gesamtabgabemenge 2003	MWh
Netzverlustmenge 2003	MWh
Anteil 2003	
3. Netzverlustpreis	
NV-Preis gem. Ausschreibung APG	EUR/MWh
NV-Preis separate Beschaffung	EUR/MWh
Angemessener NV-Preis	EUR/MWh
4. Netzverlustkosten	
Netzverlustkosten	in TEUR
Netzverlustkosten 2012	in TEUR
Anpassung Netzverlustkosten	%

Da die Netzverlustmenge unter dem gedeckelten Wert liegt, werden sämtliche Mengen für Netzverluste anerkannt.

Da das Unternehmen an der unter Punkt 2.3.4 beschriebenen gemeinsamen Beschaffung dieser Mengen teilnimmt, wird dieser Verrechnungssatz mit einem Wert iHv 56,32 EUR/MWh herangezogen. Dieser Wert wurde innerhalb der Stellungnahmefrist aktualisiert. Da das Unternehmen die Kosten pro Netzebene nicht übermitteln konnte, wurde die gleiche Aufteilung wie im Vorjahr angewendet.

Da gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 die Kosten nach Netzebenen getrennt zu ermitteln sind, werden die Netzverlustmengen getrennt nach Netzebenen erhoben und für die Kostenermittlung herangezogen (siehe Spruchpunkt 2). Die Aufteilung auf Netzebenen fand in gleicher Systematik wie im letzten Verfahren statt.

[...]

5.3. Ergebnis der Mengenermittlung

Die ermittelten Mengendaten basieren auf den vom Netzbetreiber übermittelten Messdaten, die einer Plausibilisierung unterzogen worden sind. Das Mengengerüst besteht aus folgenden Komponenten:

- Mengebasis für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz sowie zusätzliche vorgelagerte Netzkosten. Der Betrag der sonstigen vorgelagerten Netzkosten ist im Rahmen der Entgeltfestsetzung durch die Regulierungskommission entsprechend den sich aus den festgesetzten Entgelten für Netzverluste zu errechnenden Erlösen zu adaptieren.

[...]

- Abgabe an Endkunden und Weiterverteiler pro Netzebene

[...]

Die dargestellten Mengen (Spruchpunkte 3 und 4) sind im Rahmen der Ermittlung der Entgelte und der daraus resultierenden Ausgleichszahlungen zu berücksichtigen.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 9 Abs. 2 E-ControlG Beschwerde an die Regulierungskommission erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen zwei Wochen ab erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der E-Control einzubringen und mit € 14,30 zu vergebühren. Die Beschwerde hat den Bescheid zu bezeichnen, gegen den sie sich richtet, und einen begründeten Beschwerdeantrag zu enthalten.

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 31. August 2012

Der Vorstand

DI Walter Boltz
Vorstandsmitglied

Mag. (FH) Martin Graf
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

Beilagen:

Beilage 1 Kostenüberleitung

Ergeht als Bescheid an:

[...]

per elektronischer Zustellung

Wirtschaftskammer Österreich
z.H. Frau DI Claudia Hübsch
Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien

per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer
z.H. Herrn Mag. Dominik Pezenka
Prinz-Eugen-Straße 20-22
1040 Wien

per elektronischer Zustellung

Ergeht zur Information an:

Landwirtschaftskammer Österreich
z.H. Herrn DI Alexander Bachler
Schaufnergasse 6
1014 Wien

per elektronischer Zustellung

Österreichischer Gewerkschaftsbund
z.H. Herrn Mag. Ernst Tüchler
Johann-Böhm-Platz 1

V KOS [...]12

1020 Wien

per elektronischer Zustellung