



GZ V KOS [...]/11

PA [...]

[...]

Wirtschaftskammer Österreich
zH Frau DI Claudia Hübsch
Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien
per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer
zH 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, iVm § 48 Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010, nachstehender

I. Spruch

1. Der Kostenanpassungsfaktor wird mit [...] % festgestellt
2. Die Kosten für die Systemnutzungsentgelte gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 werden wie folgt festgestellt (in TEUR):

[...]

3. Die Kosten für Netzverluste werden wie folgt festgestellt:

[...]

4. Mengenbasis für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz sowie zusätzliche vorgelagerte Netzkosten:

[...]

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

[...]

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

II. Begründung

II.1. Verfahrensablauf

Mit Beschluss vom 3. Februar 2011 hat die Energie-Control Kommission (ECK) ein Verfahren gem. § 25 iVm § 55 EIWOG, BGBl I Nr. 143/1998 idF BGBl. I Nr. 112/2008, zur Festsetzung von Tarifen für sämtliche Netzbereiche eingeleitet. Mit Schreiben vom 24. Februar 2011 wurde das Unternehmen von der Einleitung des Verfahrens in Kenntnis gesetzt und der Erhebungsbogen 2010 (Teil 1: Energiewirtschaftliche Daten; Teil 2: Betriebswirtschaftliche Daten) versendet und um die Übermittlung folgender Unterlagen bis spätestens 28.03.2011 ersucht:

- Unterfertigter Erhebungsbogen Stromnetzbetreiber 2010 (Teil 1: Energiewirtschaftliche Daten; Teil 2: Betriebswirtschaftliche Daten)
- Wirtschaftsprüfungsbericht für das Geschäftsjahr 2010
- Anlageklassen Strom 2010
- Rechnungen für vorgelagerte/bezogene Netzkosten für das Geschäftsjahr 2010

Mit 3. März 2011 traten das EIWOG 2010 und das E-ControlG, beide BGBl. I Nr. 110/2010, in Kraft. Am 7. April 2011 beschloss der Vorstand der E-Control als nunmehr zuständiges Organ, das eingeleitete Verfahren als Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben sowie des Mengengerüsts gemäß § 48 EIWOG 2010 fortzuführen. Dies wurde dem Unternehmen mit Schreiben vom 12. April 2011 mitgeteilt.

In der Folge wurde das Unternehmen aufgefordert, weitere Unterlagen und Informationen zu übermitteln und zu konkreten Fragen Stellung zu nehmen. Die einzelnen Verfahrensschritte können dem Ermittlungsbericht (Beilage 1) entnommen werden.

Mit Schreiben vom 15. Juli 2011 wurden sowohl das Unternehmen als auch die Amtsparteien gem. § 48 Abs 2 EIWOG 2010 eingeladen, zu den vorläufigen Ermittlungsergebnissen

Stellung zu nehmen. Die eingelangten Stellungnahmen wurden den jeweils übrigen Parteien des Verfahrens zugestellt.

II.2. Sachverhalt und rechtliche Beurteilung

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit zur Weiterführung der mit Ablauf des 2. März 2011 bei der Energie-Control GmbH (ECG) und der ECK anhängigen Verfahren ging gemäß § 44 E-ControlG auf die Energie-Control Austria (E-Control) für die Regulierung des Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft über. Die Kostenfestsetzung gegenüber Netzbetreibern erfolgt entsprechend dieser Rechtslage mit Bescheid des Vorstands der Energie-Control Austria (§ 7 Abs. 1 E-ControlG) wobei die in diesem Verfahren festgestellten Kosten, Zielvorgaben und das festgestellte Mengengerüst die Basis und somit eine Vorfrage für die Regulierungskommission zur Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sowie erforderlichenfalls von Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereiches durch Verordnung bilden (§ 49 EIWOG 2010 iVm § 12 E-ControlG).

2. Gesetzliche Grundlagen der Kostenfestsetzung

Gem. § 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 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.

3. Allgemeines

3.1. Ziel der Regulierung

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen, zu denen insbesondere der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz zu von der Regulierungsbehörde genehmigten Tarifen (Systemnutzungsentgelt) zählt. Ein langfristig stabiler Regulierungsansatz für ein natürliches Monopol muss mehrere – manchmal einander widerstreitende – Ziele verfolgen:

- Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums (vgl § 6 EIWOG 2010, § 4 Z 4 u 6 E-ControlG)
- Schutz der Konsumenten (vgl § 4 Z 7 E-ControlG)
- Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen (§ 4 Z 6 EIWOG 2010)
- Versorgungssicherheit und -qualität (§ 4 Z 1 u 4 EIWOG 2010, § 4 Z 8 E-ControlG)
- Minimierung der direkten Regulierungskosten (vgl § 4 Z 7 E-ControlG)
- Transparenz des Systems (vgl § 17 Z 5 EIWOG 2010)
- Rechtliche Stabilität

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.

Damit sich ein Unternehmen produktiv effizient verhält, dh Anstrengungen unternimmt, zu geringstmöglichen Kosten zu produzieren, muss ihm zumindest für eine gewisse Zeitperiode eine Belohnung für diese Anstrengung belassen werden und somit ein allokativ ineffizienter Zustand für diesen Zeitraum geduldet werden. Eine überschießende allokativ Ineffizienz kann jedoch im Widerspruch zum Schutz der Kunden stehen und somit die politische Akzeptanz des Systems gefährden. Ein nachträglicher Eingriff in das Regulierungssystem, mit dem als unangemessen wahrgenommene Gewinne abgeschöpft werden, steht nun seinerseits im Widerspruch zum Anreiz zur produktiven Effizienz seitens der Unternehmen.

Bei allen regulatorischen Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass die Unternehmen ausreichende Mittel zur Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und -qualität haben. Dies kann im Widerspruch zur produktiven Effizienz stehen, da dadurch der wirksamste Sanktionsmechanismus einer Wettbewerbswirtschaft, nämlich das Ausscheiden eines Unternehmens aus dem Produktionsprozess, beschränkt wird.

Im Sinne der Akzeptanz durch die Kunden und Unternehmen ist die Transparenz des Regulierungssystems jedenfalls zu gewährleisten. Diese liegt nur dann vor, wenn die Entscheidungsgrundlagen in nachvollziehbarer Weise offen gelegt werden. Transparenz darf jedoch nicht mit der uneingeschränkten Akzeptanz von Einwendungen der regulierten Unternehmen verwechselt werden. Transparenz ist eng mit der Planungssicherheit verbunden. Dem regulierten Unternehmen müssen ex ante die Rahmenbedingungen der Regulierung bekannt sein. Die Ausgewogenheit der Behandlung der regulierten Unternehmen bedeutet, die Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen zu vermeiden und den Grundsatz der Gleichbehandlung einzuhalten. Aufgabe der Regulierung muss es daher sein, einen Ausgleich zwischen den Zielen und den Interessen unterschiedlicher Marktteilnehmer herzustellen, sodass während der gesamten Regulierungsperiode der Grundsatz der Akzeptanz und Stabilität des Systems gewahrt bleibt. Darüber hinaus sind – auch entsprechend der unionsrechtlichen Grundlagen – durch die Regulierung Wettbewerbsverzerrungen und Quersubventionierungen zu vermeiden und die Entgelte nichtdiskriminierend und kostenorientiert festzulegen.

3.2. Regulierungssysteme und deren Grundsätze

In der Praxis kommen international verschiedenste Regulierungsansätze zur Anwendung. Neben den weit verbreiteten Kosten-Plus und Anreizregulierungsformen sind sehr häufig auch Hybrid-Modelle anzutreffen. Die jeweiligen Systeme sind durch unterschiedliche Vor- und Nachteile gekennzeichnet.

3.2.1. Kosten-Plus Regulierung

Während die Kosten-Plus („Cost-Plus“) Regulierung infolge der regelmäßigen (oft jährlich) durchgeführten Kostenprüfungen zwar einen tiefen Einblick in die Geschäfte des regulierten Unternehmens erlaubt, bietet sie unzureichende Anreize zur Effizienzverbesserung, da die

Kosten des Unternehmens direkt zeitversetzt an die Kunden weitergegeben werden. Da das effiziente Niveau des Kapitaleinsatzes seitens des Regulators aufgrund von Informationsasymmetrien nicht einfach zu bestimmen ist, besteht unter einem Cost-Plus Regime für Unternehmen generell der Anreiz mehr zu investieren als tatsächlich notwendig ist (sogenanntes „Gold-Plating“). Dieser Effekt des ineffizienten Kapitaleinsatzes seitens des Unternehmens wurde von Averch und Johnson (1962) beschrieben. Andererseits bietet der Cost-Plus Ansatz jedoch aufgrund der möglichen Einflussnahme des Regulators (mit dem Ziel Monopolrenten abzuschöpfen und Ineffizienzen zu beseitigen) auch eine gewisse Unsicherheit für die Unternehmen. Regelmäßige, jährliche Kostenprüfungen sind darüber hinaus sowohl für die Unternehmen als auch für die Regulierungsbehörde mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden. Zur Abschwächung der angeführten Nachteile und im Sinne einer Minimierung der direkten Regulierungskosten ist deshalb längeren Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen der Vorzug zu geben. Dieser generelle Grundsatz wird mit der Anreizregulierung verfolgt.

3.2.2. Anreizregulierung

Die grundsätzliche Idee der Anreizregulierung besteht in einer Entkoppelung der Tarife oder Erlöse von den tatsächlichen Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode (meist mehrere Jahre). Ziel hierbei ist es, den bereits erwähnten Averch-Johnson Effekt (siehe oben) zu vermeiden und die Effizienz der Monopolunternehmen zu steigern. Ausgehend von einer geprüften Kostenbasis im Ausgangsjahr, welche einem Startwert entspricht und somit die Erlöse (Preise) noch mit den Kosten gekoppelt sind, wird den Unternehmen ein Kosten- oder Erlöspfad zur Erreichung des Zielwertes (100% Effizienz) am Ende der Regulierungsperiode, vom Regulator vorgegeben.

Dieser Pfad orientiert sich generell am Effizienzniveau des individuellen Unternehmens, d.h. jedes Unternehmen folgt seinem individuellen Erlös- bzw. Kostenpfad (§ 59 Abs 2 EIWOG 2010). Je höher die festgestellte Effizienz des Unternehmens im Basisjahr ist, desto geringer fallen die Effizienzabschläge während der Regulierungsperiode aus. Der Kostenanpassungsfaktor setzt sich aus einem generellen Produktivitätsfaktor (x_{gen}), welcher für alle Unternehmen als gleich hoch angesetzt wird, und einem individuellen Produktivitätsabschlag (x_{ind}), welcher durch die festgestellte unternehmensindividuelle Effizienz bestimmt wird, zusammen. Im Rahmen des generellen Produktivitätsfaktors wird unterstellt, dass selbst ein effizientes Unternehmen aufgrund der Nutzung des

technologischen Fortschritts bzw. durch Ausnutzung von Skaleneffekten in der Lage ist, seine Effizienz weiter zu steigern. Dadurch wird die branchenübliche Produktivitätsentwicklung der effizienten Unternehmen, wie sie auch in nichtregulierten vergleichbaren Branchen erzielt werden kann, berücksichtigt.

Zur Feststellung der individuellen Kosteneffizienz werden mittels Benchmarkingverfahren die Kosten des Unternehmens (Input) den entsprechenden Kostentreibern (Outputs) gegenübergestellt und Zielvorgaben zur Effizienzsteigerung vorgegeben. Während der Regulierungsperiode folgen die regulierten Kosten einem Pfad, welcher neben den bereits erwähnten Effizienzabschlägen auch Inflationsentwicklungen berücksichtigt. Generell muss für die Dauer der Regulierungsperiode sichergestellt werden, dass die Unternehmen in der Lage sind, das gesetzte Effizienzziel auch tatsächlich zu erreichen ohne dass die Existenz des Unternehmens gefährdet wird.

Die prinzipielle Systematik der Anreizregulierung ist in folgender 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 vom Regulator abgeschöpft und den Kunden zugeführt werden (sogenannter Carry-Over Mechanismus). Auch Mischformen, sogenannte Sharing-Mechanismen, wobei ein Teil der Zusatzgewinne beim Unternehmen belassen und ein Teil den Kunden zugeführt wird, sind hierbei denkbar.

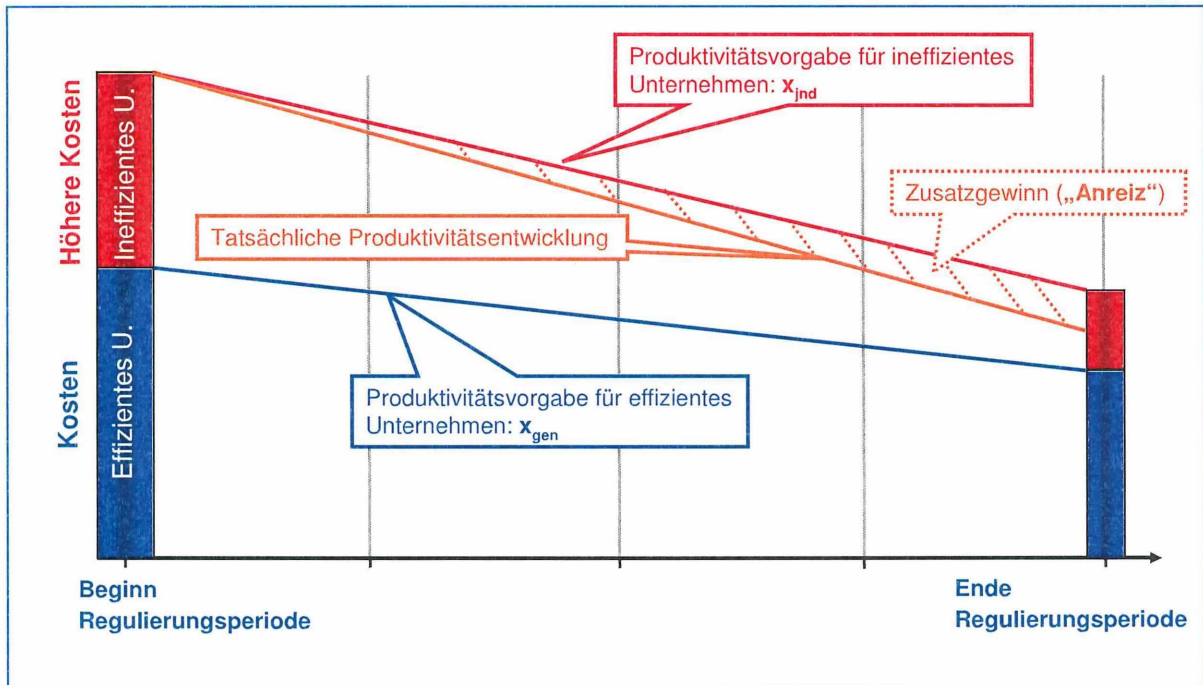


Illustration der Anreizregulierungsmethodik

Im Vergleich zur Cost-Plus Regulierung besteht im Rahmen der Anreizregulierung generell ein verstärkter Anreiz für dynamische Effizienzsteigerungen. Weiters ist im Vergleich zum Kosten-Plus System der Einfluss des Regulators auf die Geschäfte des Unternehmens als weniger intrusiv zu sehen und es wird weniger regulatorischer Aufwand bei den Unternehmen verursacht.

3.3. Anreizregulierung der Verteilernetze seit 1.1. 2006

Mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 wurde von der Energie-Control Kommission nach einem umfassenden Konsultationsprozesses mit den betroffenen Unternehmen ab 1.1.2006 ein Anreizregulierungssystem für Verteilernetzbetreiber implementiert, das sich mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2010 seit 1.1.2010 bis 31.12.2013 in der zweiten Regulierungsperiode befindet und somit eine Anreizregulierungsperiode von insgesamt acht Jahren umfasst. Dieses System soll auch im Rahmen der neuen rechtlichen Grundlagen weitergeführt werden.

Es werden daher sämtliche Ermittlungsergebnisse aus dem Verfahren K SNT S 002/10, die auf den jeweiligen Vorverfahren beruhen, im laufenden Verfahren herangezogen. Zu den Grundsätzen der Kostenfeststellung und des Anreizregulierungssystem innerhalb der ersten sowie der laufenden Periode wird Folgendes ausgeführt:

Während der Zeitspannen der Regulierungsperioden von jeweils vier Jahren sollten die Kosten einem Pfad mit ex ante bekannten Parametern folgen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass dieser Kostenpfad nicht zu sehr von den zugrunde liegenden Kostenentwicklungen abweicht, weshalb die Zeitspanne zwischen den Kostenprüfungen nicht zu groß sein darf.

Zur Dauer der Regulierungsperiode ist allgemein auszuführen, dass der Anreiz bei einer Anreizregulierung darin besteht, dem Unternehmen für einen festgelegten und damit planbaren Zeitraum zu erlauben, die Vorteile von Kostensenkungen in Form von Gewinnen einzubehalten. Wäre das regulierte Unternehmen verpflichtet, Kostensenkungen unmittelbar an die Endverbraucher in Form von Tarifsenkungen weiterzugeben, bestünden kaum Anreize für Kostensenkungen. Gelingt es dem anreizregulierten Unternehmen, die Kosten unter einem ex ante vorgegebene Umsatz- oder Preispfad zu drücken, kann jeder eingesparte Euro als Gewinn einbehalten werden, weshalb das Unternehmen jede ökonomische Kosteneinsparung tätigen wird.

Je länger der Zeitraum zwischen der Festlegung der Regulierungsparameter – also die Regulierungsperiode – ist, desto größer sind insbesondere in den ersten Jahren der Regulierungsperiode die Anreize für das Unternehmen, seine Anstrengungen bezüglich zusätzlicher Kosteneinsparungen zu erhöhen, da die daraus resultierenden Gewinne erst bei der nächsten Festlegung der Regulierungsparameter berücksichtigt werden. Allerdings nimmt damit auch die Unsicherheit über nicht vorhersehbare Ereignisse während der Regulierungsperiode zu. Zudem werden zwangsläufig die Prognosen über die zukünftigen Produktivitäts- und Nachfrageentwicklungen ungenauer. Dies kann dazu führen, dass die Gewinne des regulierten Unternehmens stark von einer risikoäquivalenten Kapitalverzinsung abweichen und aufgrund erheblicher allokativer Ineffizienzen – zu hoher Gewinne – das System instabil wird.

Internationale Beispiele von Anreizregulierungen im Elektrizitätssektor zeigen Regulierungsperioden von 3 Jahren (Niederlande) und 5 Jahren [England/Wales, Norwegen und New South Wales (Australien)].

Die ECG hat im Auftrag der ECK im Gutachten „Anreizregulierung der österreichischen Netzbetreiber“ (2003) eine Regulierungsperiode von 3 Jahren vorgeschlagen. Dies wurde von den Unternehmen als zu kurz kritisiert, da bei einer dreijährigen Regulierungsperiode die Unternehmen nicht entsprechend an diesen Effizienzsteigerungen partizipieren können. Von

Plaut Economics (Anreizregulierung der österreichischen Stromnetzbetreiber, Bern, 2003, 7.) wurde deshalb eine fünfjährige Regulierungsperiode angeregt.

Die Bestimmung der Dauer der Regulierungsperiode ist eng mit dem Entwicklungsstadium des Regulierungssystems verbunden. Ein Paradigmenwechsel in der Regulierungspraxis birgt die Gefahr, dass bei der Ausgestaltung der Regulierungssystems auf schwer vorhersehbare Ereignisse nicht entsprechend Bedacht genommen wurde. Gleichzeitig muss aber eine Unterbrechung der Regulierungsperiode möglichst verhindert werden. Um eine angemessene Balance zwischen Anreizwirkung und Stabilität des Systems zu gewährleisten, wurde daher eine Dauer von 4 Jahren vorgesehen.

Als Basis für K_{2005} wurden die letztverfügbaren geprüften Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003 Novelle 2005, Netzkosten-Basis (ohne vorgelagerte Netzkosten) des relevanten Prüfungsjahres herangezogen. Zu den Details zur Ermittlung der Startkosten K_{2005} vgl Beilage 2.

3.4. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gem. § 48 Abs 1 EIWOG 2010 sind die Daten des letztverfügbaren Geschäftsjahres (geprüfte Jahresabschlüsse) zum Zeitpunkt der Verfahrenseinleitung heranzuziehen (siehe die Erl 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.

Finanzierungskosten sind ein Bestandteil der Kapitalkosten und haben gem. § 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, so verlangen sie dafür aus dem Opportunitätskostenprinzip heraus 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 sollte 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 ein Modell geschaffen, welches die genannten Grundsätze berücksichtigt. Vorschlag war die Auswahl eines WACC-Verfahrens („weighted average cost of capital“), also die Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital Anwendung findet. Dieses Verfahren wird von den Regulierungsbehörden in Europa in verschiedenen Formen angewendet. Innerhalb des WACC-Ansatzes müssen unternehmenstypische Annahmen der 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 Beilage 3. Die beiden folgenden Tabellen stellen die Berechnung des WACC innerhalb der ersten und zweiten Regulierungsperiode dar:

Ableitung WACC	
risikoloser Zins	4,00%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor	0,325
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,60%
Eigenkapital	40,00%
Fremdkapital (verzinslich)	45,00%
Fremdkapital (unverzinslich)	15,00%
Gesamtkapital	100,00%
Steuersatz	25,00%
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)	7,45%
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuer)	9,93%
Fremdkapitalzinssatz (nach Steuer)	3,45%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	4,60%
WACC (nach Steuer)	4,53%
WACC (vor Steuer)	6,04%

Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) für die erste Regulierungsperiode

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

Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) für die zweite Regulierungsperiode

In dieser Kostenermittlung sind folgende Kosten nicht enthalten bzw. auszuscheiden:

- 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 gem. § 62 Abs 2 EIWOG 2010 abhängig und damit nicht im Vorhinein definierbar sind.
- Netzverlustkosten: Die Kosten für Netzverluste werden gesondert im Rahmen eines der nachfolgenden Kapitel behandelt und somit getrennt ermittelt.
- In weiterer Folge sind kostenmindernde Elemente zu berücksichtigen:
- Sonstige Betriebliche Erträge und sonstige Umsatzerlöse: Sollten durch den Netzbetreiber Tätigkeiten für andere Unternehmen bzw. andere Unternehmenssegmente erbracht werden, so sind die dafür anfallenden Erlöse oder Erträge kostenmindernd zu berücksichtigen (darunter fallen auch Erlöse aus sonstigen Entgelten auf Basis existierender Preisblätter, die bisher nicht von der Systemnutzungsstarifverordnung erfasst waren).
- Aktivierte Eigenleistungen: Sollten durch den Netzbetreiber Eigenleistungen aktiviert werden, so sind auch diese von den Kosten (im speziellen Personalaufwendungen) abzuziehen, da durch die Aktivierung diese Aufwendungen langfristig mittels CAPEX erfasst werden. Würde ein derartiger Abzug nicht vorgenommen, so würde für diese Kosten eine doppelte Abgeltung erfolgen.

Die bisherige Ermittlung der Finanzierungskosten auf Basis des WACC nach dem hier beschriebenen Verfahren entspricht den Vorgaben des § 60 EIWOG 2010 und kann somit beibehalten werden.

3.4.1. Anpassung der Kostenbasis

Als Zwischensumme ergibt sich somit ein Wert für die Netzkosten exkl. 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 gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010, ausgenommen dem Entgelt gem. § 51 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010 (Netzverlustentgelt), abzudecken. Die sonstigen vorgelagerten Netzkosten umfassen 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 Entgelte-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 exkl. vorgelagerte Netzkosten und Netzverlustkosten herangezogen.

Diese Netzkostenbasis wird innerhalb einer Regulierungsperiode in der Folge einer jährlichen Anpassung anhand der Hochrechnungsfaktoren unterzogen. Am Ende der Regulierungsperiode werden, unter Berücksichtigung von zusätzlichen Effizienzsteigerungen während der Regulierungsperiode (Carry over), im Rahmen einer Kostenprüfung die Kosten neu festgelegt, die wiederum die Startkosten für die neue Regulierungsperiode bilden.

Hochrechnungsfaktoren sind der **Kostenanpassungsfaktor** (KA), der den generellen sowie den individuellen Produktivitätsabschlag als kostenmindernde Faktoren umfasst, sowie der **Netzbetreiberpreisindex** als kostenerhöhender Faktor. Getätigte Investitionen und Veränderungen der Betriebskosten werden durch den **Investitionsfaktor** bzw. **Betriebskostenfaktor** berücksichtigt.

3.4.2. Kostenanpassungsfaktor

Durch den **generellen Produktivitätsabschlag** wird die branchenübliche Produktivitätsentwicklung der effizienten Unternehmen, respektive die Verschiebung der Effizienzgrenze, abgebildet. Dies wird mit „Frontier Shift“ (FS) bezeichnet. Da für die Effizienzzielerreichung eine Periode von 8 Jahren festgelegt wurde, kommt auch für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode der unveränderte generelle Produktivitätsabschlag (X_{gen}) iHv 1,95 % p.a. zur Anwendung (hinsichtlich der Herleitung der Höhe des angewandten Faktors vgl Beilage 4).

Zur Ermittlung der **individuellen Effizienzsteigerungspotenziale** wurde im Rahmen der Einführung des Anreizregulierungssystems mit 1.1.2006 eine Benchmarkinganalyse durchgeführt, die auch für die zweite Regulierungsperiode ab 1.1.2010 die Grundlage bildet. Basis für die im Benchmarking verwendeten Kosten waren die Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003 Novelle 2005. Unter Anwendung einer Kombination von verschiedenen Berechnungsmodellen wurden die Effizienzwerte der einzelnen Unternehmen ermittelt (vgl dazu Beilage 4).

Dabei wurde von der Prämisse ausgegangen, dass bei der Bestimmung der individuellen Zielvorgaben eine Balance zwischen der Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit und dem Schutz der Endverbraucher gefunden werden muss (dabei ist ebenfalls die Dauer der Regulierungsperiode von entscheidender Bedeutung). Die Vorschreibung zu rascher Kostensenkungen kann im Extremfall den Konkurs eines Unternehmens bewirken, wenn die Kosten kurzfristig nur beschränkt reduziert werden können. Dies ist jedoch wegen der Eigentümerstruktur und auch der volkswirtschaftliche Bedeutung der Unternehmen ein nicht akzeptables Szenario. Gleichzeitig muss jedoch auch sichergestellt werden, dass der Endverbraucher nicht über einen zu langen Zeitraum zu hohe Tarife bezahlen muss. Dies würde nämlich ebenso negative volkswirtschaftliche Effekte zur Folge haben.

Eine Erreichung der Effizienzgrenze innerhalb von zwei Regulierungsperioden wurde daher als geeignet erachtet, einen Ausgleich zwischen dem Interesse der Unternehmen nach einem angemessenen Zeitraum für Kostenreduktionen einerseits und der Endverbraucher nach niedrigeren Tarifen andererseits herbeizuführen.

Der Zeitraum für die Erreichung der Effizienzgrenze wird daher auch nunmehr bei 8 Jahren belassen. Auch die bisherigen Festlegungen hinsichtlich des maximalen individuellen Produktivitätsabschlags von 3,5 %, die maximale Höhe des aufzuholenden Effizienzsteigerungspotenzials von 25,24 % als auch die niedrigste Effizienzgrenze von

74,76 % (das bedeutet, dass ein Unternehmen mit einem Effizienzwert unter 74,76 % so behandelt wird, als hätte es einen Wert von 74,76 %) wird beibehalten, da eine Änderung dieser Parameter während der laufenden Regulierungsperiode keinesfalls als zweckmäßig erachtet werden kann.

Im Rahmen der Überleitung in die 2. Regulierungsperiode wurden auf Basis des für das Geschäftsjahr 2008 erreichten Effizienzwertes individuelle Produktivitätsvorgaben ermittelt, welche von den bisher zu erreichenden abweichen können. Sollte ein Unternehmen die Effizienzvorgaben übererfüllt haben, sind entsprechend geringere Abschläge für die restliche Dauer der gesamten Anreizregulierung bis 2013 zu berücksichtigen. Sollten die Vorgaben nicht erfüllt worden sein, so sind entsprechend höhere Abschläge für die Unternehmen anzuwenden. Es wird somit am ursprünglichen Ziel festgehalten, dass ein Effizienzwert von 100% auf Basis der im Rahmen der Erläuterungen zur SNT-VO 2006 dargelegten Benchmarkingsystems erreicht wird.

3.4.3. Netzbetreiberpreisindex

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser 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 (vgl dazu im Detail Anlage 7 zu Beilage 1).

3.4.4. Investitions- und Betriebskostenfaktor

Gem. § 59 Abs. 1 sind Investitionen in angemessener Weise ausgehend von den Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Um einen direkten Bezug zwischen zusätzlich tarifrelevanten Kosten und der Ausweitung der Unternehmenstätigkeit zu erreichen, werden daher ein Investitionsfaktor und ein Betriebskostenfaktor angewandt.

Der **Investitionsfaktor** wird auf Basis der letztverfügbaren Kapitalkosten (CAPEX) ermittelt und berücksichtigt den individuellen Abschlag X_{ind} auf die Investitionen, die bis zum Jahr 2005 getätigt wurden. Ab 2006 werden keine Abschläge mehr vorgenommen, da ab diesem Zeitpunkt von einer effizienteren Investitionstätigkeit bei allen Netzbetreibern ausgegangen wird und während der Regulierungsperiode keine explizite Effizienzüberprüfung stattfindet.

Als zusätzlicher Anreiz für die Durchführung von Investitionen wird ein Zuschlag (Mark-up) zum WACC auf die Buchwertzugänge ab 2009 in Höhe von 1,05 % für die zweite Regulierungsperiode gewährt, der auch künftig Innovationen im Netz fördert (Details zur Berechnung vgl. Beilage 1).

Hinsichtlich der Entwicklung der **Betriebskosten** wird auf die Entwicklung von physischen Netzanlagen (berücksichtigt durch gewichtete Systemlänge, wobei hier als Gewichtungsfaktoren jene des Benchmarkings der Anreizregulierung mit 166% für Mittelspannung und 583% für Hochspannung herangezogen wurden) und Kundenzahl (berücksichtigt durch Zählpunkte) abgestellt, um Betriebskostenänderungen möglichst in Abhängigkeit von den relevanten Kostentreibern abbilden zu können. Die Ermittlung der Werte für die einzelnen Faktoren erfolgte auf Basis der Daten der Netzbetreiber unter der Anwendung von Regressionsanalysen. Es werden somit folgende zusätzliche Kosten im Rahmen des Betriebskostenfaktors berücksichtigt:

- 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 allerdings 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 in km 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 Investitions- und Betriebskostenfaktor erstmals mit der Entgeltbestimmung ab 1.1.2011 berücksichtigt wurde und diese Vorgangsweise nunmehr weitergeführt werden soll.

3.4.5. Carry-Over Mechanismus und Übergang in die 2. Regulierungsperiode

Der Anreiz den die Anreizregulierung liefert, liegt wie bereits dargestellt in der – zeitlich begrenzten – Entkoppelung von Preisen respektive Erlösen von den tatsächlichen Kosten. Gleichzeitig hängt die Stärke des Anreizes zur produktiven Effizienz davon ab, wie Kostenreduktionen der Unternehmen in die Festlegung der Regulierungsparameter in der nächsten Regulierungsperiode einfließen.

Fließen Kosteneinsparungen des Unternehmens in der 1. Regulierungsperiode direkt in die Abschläge des Unternehmens in der 2. Regulierungsperiode ein, werden dadurch die Anreize zur produktiven Effizienz geschwächt. Das Unternehmen hat in diesem Fall einen Anreiz, sich am Ende der Regulierungsperiode ärmer zu machen, als es tatsächlich ist, um geringere Vorgaben für die Zukunft zu erhalten.

Weiters hängt der Anreiz zur produktiven Effizienz davon ab, wie lange das Unternehmen von Kostensenkungen, die über die Regulierungsvorgaben hinausgehen, profitieren kann. Werden diese am Ende der Regulierungsperiode sofort abgeschöpft, verringern sich die Anreize für kostensenkende Maßnahmen kontinuierlich mit dem Fortgang der Regulierungsperiode, da das Unternehmen kürzer von der Belohnung für Anstrengungen in Form von höheren Gewinnen profitieren kann. Die Regulierungspraxis in Großbritannien hat beispielsweise gezeigt, dass Unternehmen Kostensenkungen aus strategischen Überlegungen für die nächste Regulierungsrunde aufsparen.

Für den Übergang von der 1. in die 2. Regulierungsperiode wurde daher ein Mechanismus entwickelt, der die oben beschriebenen Fälle eines strategischen Verhaltens der regulierten

Unternehmen ausschließt. In der internationalen Regulierungspraxis (Stromverteilnetzbetreiber in Victoria (Australien); Wasserwirtschaft in England) finden sich beispielsweise Mechanismen, wo ein angemessener Teil der Gewinne aus über die Regulierungsvorgaben hinausgehenden Kostensenkungen in die Folgeperiode übertragen werden kann (Carry-Over).

Es wurde daher als angemessen beurteilt, 50 % dieser zusätzlichen Kosteneinsparungen an die Endkunden weiterzugeben, wobei für deren Ermittlung sowohl die erste als auch die zweite Regulierungsperiode herangezogen werden. Dies erscheint vor dem Hintergrund erforderlich, dass die ermittelten Effizienzvorgaben für die Dauer von zwei Perioden ermittelt wurden und somit eine gemeinsame Betrachtung der gesamten 8 Jahre notwendig ist. Die Beurteilung der Höhe des Carry Over erfolgt auf Basis von zwei Detailanalysen, wobei die erste bereits auf Basis des Geschäftsjahres 2008 durchgeführt wurde. Um bereits mit der Tarifierung ab 1.1.2010 einen Teil der zusätzlichen Effizienzen den Kunden zukommen zu lassen, wurden 25 % des ermittelten Unterschiedsbetrages hierbei berücksichtigt. Die gesamte Aufteilung der Effizienzgewinne erfolgt nach dem Ende der zweiten Regulierungsperiode. Im Rahmen der 2. Detailanalyse ist jedenfalls darauf zu achten, dass Unternehmen keinen Vorteil daraus ziehen, sich wirtschaftlich ungünstiger darzustellen, als sie tatsächlich sind, um so einen größeren Anteil an den zu verteilenden Effizienzgewinnen zu erhalten.

3.4.6. Ermittlung Kostenbasis für die zweite Regulierungsperiode

Für die zweite Regulierungsperiode ab 1.1.2010 erfolgte eine neuerliche Kostenprüfung auf Basis der Kosten des letztverfügbaren Geschäftsjahres K_{2008} , welche den Stand der Unternehmen hinsichtlich deren aktuellen Kosten im Vergleich zu den Kostenvorgaben gem. Kostenpfad gegenüberstellte und gleichzeitig die Feststellung eines allfälligen Zusatzgewinnes („Carry Overs“) für die ersten Jahre der gesamten achtjährigen Anreizregulierungsperiode ermittelt. Auch wurde hierbei eine neue Tarifbasis mit aktualisierten Werten bestimmt. Hierfür wurden für die Netzbetreiber die Kosten des Geschäftsjahres 2008 herangezogen. Auf Basis der Daten des Geschäftsjahres 2008 wurde eine angemessene Kostenbasis für die Tarife 2010 (K_{2010}) ermittelt, wobei hier vor allem die Vorgaben des Regulierungspfades grundsätzlich als Referenzwert herangezogen werden.

Für die Ermittlung der Finanzierungskosten war eine generelle Aktualisierung der Vorgangsweise erforderlich, da die Bemessung der Finanzierungskosten für die erste Regulierungsperiode für die Dauer von vier Jahren fixiert wurde. Für die zweite Regulierungsperiode wurde grundsätzlich an dieser Vorgangsweise festgehalten, allerdings wurden aktuelle Entwicklungen im Finanzierungsbereich und makroökonomische Einflussparameter berücksichtigt (siehe obige Ausführungen).

Der Bilanzstichtag des Referenzgeschäftsjahres für K_{2008} (30.09.2008 bzw. 31.12.2008), welches als Basis für die Kosten für die zweite Regulierungsperiode herangezogen wurde, fiel nicht mit dem Beginn der Regulierungsperiode am 1.1.2010 zusammen. Es waren somit entsprechende Hochrechnungen der Kosten erforderlich. Für die Ermittlung des Kapitalkostenanteiles erfolgt keine direkte Hochrechnung. Zur Ermittlung von $OPEX_{2009}$ wurde für den Zeitraum Bilanzstichtag des Referenzjahres und 31.12.2009 eine Kostenaktualisierung vorgenommen, um die bereits beschriebenen gegenläufigen Effekte in diesem Zeitraum abzubilden. Einerseits bewirkten exogene, vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Faktoren eine Kostenerhöhung, die durch die Änderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , erfasst wird. Andererseits wurden die Kosten aufgrund von Produktivitätsverbesserungen entsprechend reduziert.

3.4.7. Regulierungskonto

Gem. § 50 EIWOG 2010 sind bei der Festsetzung der Kosten Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Verordnung zu Grunde liegenden Erlösen bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten Entgeltperioden zu berücksichtigen. Differenzbeträge sind von den Netzbetreibern im Rahmen des Jahresabschlusses unter Berücksichtigung geltender Rechnungslegungsvorschriften zu aktivieren bzw. passivieren. Maßgebliche außergewöhnliche Erlöse oder Aufwendungen können über das Regulierungskonto über einen angemessenen Zeitraum verteilt werden.

Eine Berücksichtigung dieser Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Verordnung zu Grunde liegenden Erlösen bei der Feststellung der Kostenbasis kommt im laufenden Verfahren noch nicht in Betracht, da entsprechende Referenzwerte noch nicht vorliegen, da die Regelung erst mit 3.3.2011 in Kraft getreten ist. Mit Erk vom 21. Juni 2011, ZI G 3 - 5/11 hat der Verfassungsgerichtshof Teile des § 25 EIWOG aufgehoben. Damit ist die Rechtsgrundlage für Teile der geltenden Systemnutzungstarife-Verordnung weggefallen.

Welche konkreten Auswirkungen dieses Erkenntnis tatsächlich entfaltet, kann derzeit nicht abschließend beurteilt werden, da die Entscheidungen über die Anlassfälle und die darauf folgenden Entscheidungen der Zivilgerichte noch nicht vorliegen.

3.4.8. Netzverluste

Die Höhe der Netzverluste kann nicht immer exakt gemessen werden. Dies ist zwar im Übertragungsnetz, wo es im Regelfall sowohl für die Einspeisung, als auch für die Abgabe zeitgleiche Messungen gibt, möglich. 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 pauschalierten Anlagen und andere kaufmännische Netzverluste enthalten.

Um einen Anreiz zur Reduktion der Netzverlustmengen zu setzen wurde für Verteilnetzbetreiber in der zweiten Regulierungsperiode eine Obergrenze für die Netzverlustmengen festgelegt. Als Obergrenze wird der Anteil der Netzverluste an der Gesamtabgabemenge des Geschäftsjahres 2008 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. Als Anreiz, die Netzverluste innerhalb der zweiten Regulierungsperiode zu senken, wurde ein jährlicher Abschlag auf den prozentuellen Deckel eingeführt. Für jeden Netzbetreiber, dessen Netzverluste über der Deckelung liegen, wird für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode ein Abschlag von 1 % pro Jahr, bezogen auf die jeweils gedeckelte Menge der Netzverluste an der jeweiligen Jahresabgabemenge an Endverbraucher und Weiterverteiler vorgenommen, wobei sich der Abschlag pro 0,5 % um 10 Basispunkte erhöht. Um etwaige Sprünge in der Beabschlagung zu vermeiden, wird der Abschlag mittels einer Regressionsgeraden berechnet. Netzbetreiber, deren Netzverluste unter der Deckelung von 4,00 % liegen, erhalten die Netzverluste in der tatsächlich angefallenen Höhe, jedoch maximal des prozentuellen Anteils des Jahres 2008, abgedeckt. Der Deckel in Höhe von 4,00 % ist als gleitender Deckel zu sehen und reduziert sich ebenfalls jährlich um 1 %. Jährlich wird auf Basis der gemeldeten Daten der Netzbetreiber der prozentuelle Anteil der

Netzverlustmenge des jeweiligen Geschäftsjahres mit der Gesamtabgabemenge des jeweiligen Geschäftsjahres berechnet. Die Anwendung des Abschlags auf den prozentuellen Deckel des Jahres 2008 wurde erstmals mit 1.1.2011 angewandt. Diese Vorgangsweise wird nunmehr beibehalten.

Ab Inkrafttreten der 1. Novelle der SNT-VO 2010, 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 (Art. 14 Abs 5 RL 2003/54/EG). Der erzielte Netzverlustpreis (inklusive Nebenkosten) pro beschaffter Mengeneinheit wird den an der Beschaffung beteiligten Netzbetreibern über das Netzverlustentgelt zur Gänze abgedeckt. Zusätzlich werden die bei einem gemeinsamen Einkauf resultierenden Synergiepotentiale genutzt werden können. Vorteile aus regulatorischer und energiewirtschaftlicher Sicht sind:

- 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 (in Folge 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 (in Folge kurz 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.

3.4.9. Kosten und Entgelte

Gem § 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 bemisst sich gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus den folgenden Bestandteilen, 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.

In der Vergangenheit hat es sich bei der Entgeltfestsetzung bewährt, sequenziell vorzugehen. Aus der Gesamtkostenbasis sollten in einem ersten Schritt die Netzverlustkosten ausgeschieden werden und darauf aufbauend ein angemessenes Netzverlustentgelt zu bestimmen (vgl. 3.4.8).

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 müssten zukünftige Entwicklungen antizipieren, da 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 gegenüberzustellen und die entsprechenden Kosten aus dem verbleibenden Kostenblock ausgeschieden.

Da die gem § 51 Abs 2 Z 8 EIWOG für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gem. § 113 Abs 1 EIWOG nicht mit Verordnung bestimmt werden, können deren Auswirkungen nur kostenmindernd für andere Entgelte berücksichtigt werden, da anderenfalls 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 gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 abgedeckt werden und gleichzeitig keine Überkompensation erfolgt. Nachfolgende Grafik fasst diesen Zusammenhang nochmals zusammen.

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

3.5. Mengengerüst

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

Wie auch bisher wird das Prinzip der „Letztverfügbarkeit von Istwerten“ verfolgt, es wird also jene Mengenbasis berücksichtigt, 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 Tarife 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, da jeder Effekt sich im vorgesehenen Regulierungssystem – obgleich jeweils zeitverzögert – exakt ein Jahr auswirkt.

4. Ermittlung der Kosten- und Mengenbasis 2012

4.1. Ermittlung der Kostenausgangsbasis

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

Überleitung Netzkostenbasis gemäß ELWOG 2010

in TEUR

1. Ermittlung K_{2012} , inkl. 25% Carry Over

$K_{2011, \text{ inkl. 25\% Carry Over}} =$

$ES_{2005} \text{ (25\% Carry Over berücksichtigt)} =$

$KA_{\text{neu}} =$

$\Delta NPI_{2012} =$

$K_{2012, \text{ inkl. 25\% Carry Over}} =$

2. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Zählpunkte

Zählpunkte 2008

Zählpunkte 2010

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 2010 NS

Systemlänge 2010 MS

Systemlänge 2010 HS

Gewichtete Systemlänge 2010 (5,83 HS; 1,66 MS)

Veränderung der gewichteten Systemlänge in km

EUR pro km

BK-Faktor aus Systemlänge

4. Ermittlung Investitionsfaktor

Investitionsfaktor $_{2012} =$

5. Zusammenfassung kostenverändernde Faktoren

BK-Faktor aus Zählpunkten $_{2012} =$

BK-Faktor aus Systemlänge $_{2012} =$

Investitionsfaktor $_{2012} =$

Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor

6. Überleitung in Tarife mit 1.1.2012

$K_{2012, \text{ inkl. 25\% Carry Over}} =$

Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor

Gebrauchsabgabe =

Sonstige Kostenanpassungen =

Summe eigene Netzkosten =

abzgl. BKZ $_{2010} =$

abzgl. Messerlöse $_{2010} =$

Netzkosten für NNE $_{2012}$ **vor AGZ und vNK** $_{2012} =$

Als Ausgangsbasis für die Kosten $_{2012}$ wurden die Kosten $_{2011}$ herangezogen. Diese Kosten wurden um den generellen Produktivitätsfaktor von 1,95 % als auch um den individuellen Produktivitätsfaktor von [...] % vermindert. Dieser Wert wurde im Rahmen des Verfahrens

K SNT S 002/09 für die zweite Regulierungsperiode (ausgehend von den Ermittlungen für die erste Regulierungsperiode) ermittelt. Hierbei wurde eine Effizienz für das Geschäftsjahr 2008 von [...] % festgestellt. Die verbleibenden ineffizienten Kosten sind nunmehr innerhalb von 5 Jahren aufzuholen, woraus sich der oben angegebene Produktivitätsfaktor ableiten lässt (vgl. dazu Anlage 9 zu Beilage 1). Weiters wurden die Kosten₂₀₁₁ um den Netzbetreiberpreisindex angepasst (zur Berechnung vgl. Anlage 7 zum Ermittlungsbericht). Nach Berücksichtigung des Betriebskostenfaktors und des Investitionsfaktors (zur Berechnung vgl. Anlagen 2 und 3 zum Ermittlungsbericht), der Gebrauchsabgabe und weiteren Kostenanpassungen werden die kostenmindernden Elemente berücksichtigt. Die Auflösung der Baukostenzuschüsse (Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt) sowie die Messerlöse werden den Kosten gegen gerechnet.

Für die Zuordnung der Kosten samt der Auswirkung von Auflösungen von Baukostenzuschüssen und Messerlösen auf die einzelnen Netzebenen gem. § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 wurden die Angaben des Unternehmens herangezogen (vgl. Spruchpunkte 1 und 2).

[...]

4.1.1. Stellungnahmen

Die redaktionellen Anmerkungen der in der von der WKÖ übermittelten Stellungnahme zum Ermittlungsbericht vom 01.08.2011 wurden berücksichtigt.

In der Stellungnahme vom 14. September 2011 der Bundesarbeitskammer wird im Wesentlichen ausgeführt, dass die Ermittlungsberichte nachvollziehbar sind und es werden überdies Vorschläge zur Vereinheitlichung der Darstellung unterbreitet.

Die Landwirtschaftskammer Österreich teilt in Ihrer Stellungnahme vom 21. September 2011 mit, dass zum Ermittlungsbericht keine Anmerkungen getätigt werden.

Der Österreichische Gewerkschaftsbund hat keine Stellungnahme abgegeben.

4.2. Kostenermittlung für Netzverluste 2012

Netzverlustkosten des eigenen Netzes

Gesamtabgabemenge 2010	MWh	
Netzverlustmenge 2010	MWh	
Anteil 2010	in %	
Korrektur Pauschalanlagen	MWh	-
Korrektur Eigenbedarf	MWh	
Berücksichtigte Netzverlustmenge	MWh	
Korregierte Gesamtabgabe 2010 (inkl. Pauschalen)	MWh	
Anteil 2010 - korrigiert	in %	
Angemessener Netzverlustdeckel	in %	
Angewandter Deckel	in %	
Gedeckelte Netzverlustmenge 2010	MWh	
Preis/MWh	EUR	
Netzverlustkosten ab 1.1.2012	in TEUR	
Ermittelter % Anteil 2008	in %	
jährlicher Abschlag	in %	
Deckel SNT-VO 2010 Novelle 2011	in %	
Deckel 2012	in %	
Deckel 2013	in %	

Für das Unternehmen beträgt der ermittelte Netzverlustanteil für 2008 [...] % und der jährliche Abschlag beläuft sich auf [...]

Gemäß § 53 Abs. 1 EIWOG 2010 sind im Netzverlustentgelt die Kosten für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von Netzverlustmengen abzugelten. Für einen Großteil der Netzbetreiber wird diese Beschaffung zentral durch den Regelzonenführer Austrian Power Grid AG (APG) abgewickelt und der hierbei ermittelte Preis als angemessener Verrechnungssatz herangezogen.

Da das Unternehmen an der Beschaffung dieser Mengen teilnimmt wird dieser Verrechnungssatz auch für das Unternehmen mit einem Wert iHv [...] EUR/MWh herangezogen.

Da gem. § 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 3).

[...]

4.3. Ermittlung des Mengengerüsts 2012

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 (Spruchpunkt 4).

[...]

- Abgabe an Endkunden und Weiterverteiler pro Netzebene

[...]

- Mengendaten zum Bezug von Pumpstrom

[...]

Die dargestellten Mengen sind im Rahmen der Ermittlung der Entgelte und der daraus resultierenden Ausgleichszahlungen zu berücksichtigen (siehe Spruchpunkt 5).

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gem. § 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 in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

Wien, am 03.10.2011

Der Vorstand
DI Walter Boltz
Ing. Mag. (FH) Martin Graf, MBA

elektronisch gefertigt

Beilagen

Beilage 1 – Ermittlungsbericht samt Anlagen

[...]

Beilage 2 – Details zur Ermittlung der Startkosten K_{2005}

Beilage 3 – Details zur Festsetzung des WACC

Beilage 4 – Herleitung Produktivitätsfaktor

Ergeht als Bescheid an:

[...]

per elektronischer Zustellung

Wirtschaftskammer Österreich
zH Frau DI Claudia Hübsch
Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien

per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer
zH Mag. Dominik Pezenka
Prinz-Eugen-Straße 20-22
1040 Wien

per elektronischer Zustellung

Ergeht zur Information an:

Landwirtschaftskammer Österreich
zH DI Alexander Bachler
Schauflegasse 6
1014 Wien

per elektronischer Zustellung

Österreichischer Gewerkschaftsbund
zH Prof. Norbert Nischkauer
Johann-Böhm-Platz 1
1020 Wien

per elektronischer Zustellung