



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION

Secteur électricité

Résultat de la consultation publique se terminant le 16 mai  
2008 sur les méthode de détermination des tarifs  
d'utilisation des réseaux, élaborées sur base de l'article  
20(1) de la loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du  
marché de l'électricité.

28 juillet 2008

# Resultat der Konsultation Netzentgelte Strom

## 1. Einleitung

Dieses Dokument stellt das Resultat der Konsultation über die Berechnungsmethode der Netznutzungsentgelte im Stromsektor vor. Die Konsultation lief vom 21. März bis zum 16. Mai 2008.

## 2. Beiträge zur Konsultation

Vier Beiträge wurden während dieser Periode der Regulierungsbehörde mitgeteilt, von denen ein Beitrag als teilweise vertraulich zu behandeln ist. Drei Beiträge stammen von Netzbetreibern, einer von einem Lieferanten. Die als nicht vertraulich zu behandelnden Beiträge wurden am 23. Mai 2008 vom ILR veröffentlicht.

## 3. Analyse der Beiträge

### 3.1. Zu Kapitel 3 : Abschreibungsmethoden

*Die Beiträge der Netzbetreiber beanstanden das im Konsultationsdokument bevorzugte Werterhaltungskonzept der Realkapitalerhaltung (RKE) unter anderem in folgenden Punkten:*

- *Der Wechsel von einer Nettosubstanzerhaltungsmethode (NSE) zu einer Realkapitalerhaltungsmethode (RKE) führe zu einer Unterdeckung des eingesetzten Kapitals für das regulierte Unternehmen. Es sollte demnach eine Übergangsperiode vorgesehen werden. Ein Netzbetreiber schätzt eventuelle Übergangsregeln als sehr aufwendig ein*
- *Die RKE sei nicht vereinbar mit den gesetzlichen Anforderungen dass die Berechnungsmethode dem Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf Rechnung tragen soll. Nur die Substanzerhaltung würde diese Vorgaben erfüllen. Insbesondere würde bei Anwendung von RKE eine Finanzierungslücke entstehen, die durch die Unterschiede zwischen sektorspezifischer und allgemeiner Inflation aufklafft. Die NSE sei auch wegen derer neutralen Kapitalstruktur zu bevorzugen.*
- *Die im Konsultationsdokument vorgetragene RKE-Methode würde den Erhalt der Kaufkraft nicht ermöglichen und würde demnach eine nominelle Kapitalerhaltung sowie den Verlust an Realkapital darstellen. Die Substanz des Unternehmens könnte demnach nur in einem statischen wirtschaftlichen Umfeld erhalten werden.*
- *Ein Netzbetreiber schlägt ein alternatives Konzept vor beruhend auf allgemeiner Inflation und auf Anschaffungswerten.*
- *Obwohl der Barwert der Investition zum Zeitpunkt der Investition identisch sei, seien die Kapitalkosten für die Netznutzer nicht identisch. Letztere würden konstante Kapitalkosten bevorzugen, was aber zumindest bei kleinen Netzbetreibern nicht der Fall sei.*

Das ILR betrachtet weiterhin, wie im Konsultationspapier ausgeführt, die Realkapitalerhaltung aufgrund der besseren Nachvollziehbarkeit und der einfacheren Handhabung gegenüber dem Nettosubstanzerhalt als vorteilhaft:

- Finanzierung des Erneuerungsbedarfs: Wie im Konsultationspapier ausgeführt, erscheint die (Re-)Finanzierung von Investitionen nur auf den ersten Blick bei der Methode des NSE als einfacher (der eigenkapitalfinanzierte Anteil des Anlagevermögens erfährt bei dieser Methode ex-ante einen anlagenspezifischen Inflationsausgleich). Faktisch ist für die (Re-)Finanzierung von Investitionen bzw. Investitionsentscheidungen aber die Höhe der regulatorisch gewährten Zinssätze entscheidend, nicht die Art der Abschreibungsmethodik: Netzbetreiber werden nur dann in das Netz investieren, wenn die Kapitalverzinsung in marktgerechter Höhe erfolgt, und zwar unabhängig von der zugrunde liegenden Abschreibungsmethodik der Vergangenheit. Sind die Zinssätze ausreichend hoch gewählt, sind Netzbetreiber in der Lage, Finanzmittel am Kapitalmarkt zu beschaffen, auch wenn der die allgemeine Inflationsrate übersteigende Teil der anlagenspezifischen Inflationsrate für den eigenkapitalfinanzierten Anteil des Anlagevermögens nicht vorfinanziert wurde. Bei zu niedrigen regulatorisch erlaubten Zinssätzen werden die Netzbetreiber dagegen auch dann nicht investieren, wenn in der Vergangenheit ein anlagenspezifischer Inflationsausgleich gewährt wurde.
- Realkapitalerhalt: Es ist auch kein Verlust an Realkapital zu verzeichnen. Die Methodik des RKE hat gerade die Erhaltung des Realkapitals aus Investorensicht zum Ziel. Ein Inflationsausgleich erfolgt kapitalmarktgerecht über die Verwendung des nominalen Zinssatzes. Der Kapitalverzehr wird über die Abschreibungen (zu AHK) finanziert. Zwar wird in einem Umfeld einer anlagenspezifischen Inflationsrate, die die allgemeine Inflationsrate übersteigt, eine höhere Fremdkapitalquote und/oder eine Kapitalerhöhung zur Refinanzierung der Anlagen notwendig, doch ist sowohl die Beschaffung von Eigen- wie auch von Fremdkapital bei sachgerechten Zinssätzen möglich, wie auch die internationale Erfahrungen mit dem System der RKE zeigen. Dies sehen wir in Luxemburg als gegeben. Zudem verfügen die Netzbetreiber in Luxemburg i.d.R. über hohe Eigenkapitalquoten, so dass in der überwiegenden Anzahl der Fälle in der Realität keine Erhöhung des Eigenkapitals notwendig sein wird. Schließlich ist keinesfalls sicher, dass die anlagenspezifische Inflation auch in Zukunft die allgemeine Inflationsrate übersteigt. Insofern ist aus Investorensicht das System der RKE marktnäher als das System der NSE.
- Die Analyse eines Netzbetreibers bezüglich der verschiedenen Werterhaltungskonzepte beruht teilweise nur auf der Berechnung der Abschreibungen. Die Abschreibungen allein genügen natürlich bei manchen Konzepten nicht um den Barwert zu erhalten. Die Kapitalverzinsung muss ebenfalls berücksichtigt werden, da bei verschiedenen Konzepten der Inflationsausgleich im Kapitalzins enthalten ist. Bei RKE erfolgt der Inflationsausgleich über die Kapitalverzinsung und bei der Substanzerhaltung über die Umbewertung der Anlagen.

- Übergang von NSE auf RKE: Einige Netzbetreiber haben in der Vergangenheit das System der NSE verwendet. Da die Kapitalrückflüsse über den Lebenszyklus der Anlagen im System der NSE anders verlaufen als im System der RKE, kann es – wie von einigen Netzbetreibern vorgetragen – zu einer Unterdeckung der Kapitalkosten bei Übergang auf das System der RKE kommen. Insofern ist es möglich, für eine Übergangsperiode Übergangsregeln zu implementieren. So könnten Altanlagen, sofern dies in der Vergangenheit Praxis war, weiterhin nach dem System der NSE abgeschrieben und verzinst werden, während Neuanlagen nach dem System RKE abgeschrieben und verzinst werden. Eine solche oder sachlich gleichwertige Anpassung wird vom ILR geprüft.
- Ein Netzbetreiber schlägt ein Werterhaltungskonzept vor, bei dem die Anlagen (sowohl für Fremdkapital als auch für Eigenkapital) laufend auf Basis der allgemeinen Preisentwicklung (anstatt der anlagenspezifischen Preisentwicklung) umbewertet und abgeschrieben werden. Die Kapitalverzinsung erfolgt dann auf Basis realer Zinssätze. Das Konzept der Umbewertung des Anlagenbestandes auf Basis von allgemeinen Inflationsindikatoren ist z.B. aus Großbritannien bekannt (System des „Financial Capital Maintenance“). Das ILR hält das Konzept in der vorgeschlagenen Form für Luxemburg allerdings nicht für vorteilhaft. Aus Investorensicht wird das System der RKE nahezu reproduziert, doch im Ergebnis bleibt eine laufende Umbewertung der Anlagen weiterhin notwendig. Zudem lässt sich bei Umstellung auf das vorgeschlagene System auch die Erfordernis von Übergangsregelungen nicht vermeiden. Schließlich ist dauerhaft die Bestimmung realer Zinssätze erforderlich, was bei einer sukzessiven Umstellung der Abschreibungsmethode auf das System der Realkapitalerhaltung nur für eine Übergangsperiode notwendig wäre.
- Eine Zyklizität der Netzentgelte aufgrund von Investitionszyklen bei den Netzanlagen ist sowohl bei Verwendung der RKE möglich als auch im System der NSE. Grund hierfür ist insbesondere, dass vormals abgeschriebene Anlagen, die bei der kostenorientierten Berechnung der Netzentgelte nicht mehr zum Ansatz gekommen waren, nach Erneuerung der Anlagen wieder in die Berechnung der Netzentgelte eingehen. Dieser Effekt kann zwar im System der RKE etwas ausgeprägter sein als beim System der NSE, doch ist dieser Unterschied im Vergleich zum beschriebenen in beiden Systemen zu beobachtenden Reinvestitionseffekt von untergeordneter Bedeutung und mithin tolerierbar. Wesentlich ist vielmehr, dass Netznutzer über die gesamte Lebensdauer der Anlagen angemessene Netzentgelte entrichten.

*Ein Netzbetreiber gibt an, dass drittfinanzierte, vom Netzbetreiber aktivierte Anlagen, im Sinne der Substanzerhaltung abgeschrieben werden sollen, ohne jedoch eine Kapitalverzinsung auf den Anlagenwert anzuwenden.*

Dabei ist auf die Ausführungen im Konsultationsdokument zu verweisen, dass die drittfinanzierten Anlagen jedenfalls nicht doppelt verrechnet werden dürfen - auch nicht in den Fällen, in denen eine primäre Finanzierung zunächst ganz oder teilweise durch den Netzbetreiber erfolgt ist. Die entsprechenden Einmalzahlungen

(Investitionskostenzuschüsse, Baukostenzuschüsse etc.) sind dementsprechend entgegenzurechnen. Wenn die Kosten der Investition aufgrund der Aktivierung der Investition durch den Netzbetreiber vollständig in der Berechnungsbasis für die Kapitalkosten des Netzbetreibers enthalten sind, so wirkt sich dies sowohl auf die Abschreibungen wie auch auf die Verzinsung aus und muss auch in beiden Teilbereichen entsprechend korrigiert werden. Hinsichtlich der grundsätzlichen Prinzipien Realkapitalerhaltung und Substanzerhaltung sind diese drittfinanzierten Anlagen nicht unterschiedlich zu behandeln, insofern ist auf die sonstigen Ausführungen zu diesen Grundprinzipien zu verweisen.

In Fällen, in denen die Investitionskostenzuschüsse bereits vor der Aktivierung in Abzug gebracht wurden, erfolgt eine implizite Minderung der Kapitalkosten sowohl bei den Abschreibungen wie auch bei den Kapitalzinsen und eine Doppelverrechnung der drittfinanzierten Anlagen wird damit effektiv vermieden. Eine Sonderbehandlung der drittfinanzierten Anlagen ist demnach auch in diesen Fällen nicht gefordert. Dies gilt auch dann, wenn die Reinvestition über den Netzbetreiber erfolgen soll. Entsprechende Reinvestitionen sind dann als erweiterte Aktivität des Netzbetreibers zu verstehen: Der Netzbetreiber finanziert zu jenem Zeitpunkt die Anlage ganz oder teilweise und die Refinanzierung erfolgt dann nachgelagert über die Netzentgelte.

Zur Behandlung der Investitionskostenzuschüsse ist grundsätzlich festzuhalten, dass sich keine unterschiedlichen wirtschaftlichen Effekte dadurch ergeben sollten, dass die Investitionskostenzuschüsse im einen Fall vor der Aktivierung abgezogen werden und im anderen Fall aktiviert werden können und anschließend eine entsprechend Korrektur erfolgen muss. Im Konsultationsdokument wurde diese Korrektur vollständig der *Erlösseite* zugeordnet. Eine *vollständige Korrektur auf der Kalkulationsseite* muss zur Herstellung der Äquivalenz sowohl die Auflösungsbeträge (wie im Konsultationsdokument benannt) wie auch die noch nicht aufgelösten Investitionskostenzuschüsse berücksichtigen. Mit den Auflösungsbeträgen werden Doppelverrechnungen bei den Abschreibungen vermieden. Durch Berücksichtigung der nicht aufgelösten Investitionskostenzuschüsse werden auch Doppelverrechnungen bei der Verzinsung vermieden. Sonst würde bei Anwendung der Nettosubstanzerhaltung der Netzbetreiber durch die Aktivierung einen nicht gerechtfertigten Vorteil erhalten, da ihm der anlagenbezogene Wertzuwachs in der Bemessungsgrundlage vollständig entsteht (Abschreibungen und Verzinsung), dieser durch die Auflösungsbeträge nur unvollständig kompensiert würde, wenn die nicht aufgelösten Investitionskostenzuschüsse nicht auch als zinslos zur Verfügung stehendes Abzugskapital berücksichtigt würden. Kostenseitig muss also auch die Berücksichtigung der nicht aufgelösten Investitionskostenzuschüsse als Abzugskapital erfolgen.

Wenn die Abschreibungen im Rahmen der Nettosubstanzerhaltung (teilweise) auf Basis von Tagesneuwerten ermittelt werden und die Auflösung der Investitionskostenzuschüsse nicht auf Basis von Tagesneuwerten, sondern auf Basis von Anschaffungs- und Herstellungskosten erfolgt, so ist dies inkonsistent und führt zu Mehrerlösen, die Vorfinanzierung des Inflationsausgleichs für Ersatzinvestitionen abdecken können, jedoch nicht zwingend erforderlich sind.

Diese Korrekturrechnungen können komplett entfallen, wenn die Abzüge der Investitionszuschüsse vor der Aktivierung vorgenommen werden.

*Ein Netzbetreiber gibt an, dass Anhaltewerte zu berücksichtigen sind da verschiedene Anlagen oder Anlagenteile keiner Abnutzung unterliegen. Die Abschaffung der Anhaltewerte käme einer Enteignung gleich. Im Falle der Abschaffung der Anhaltewerte soll eine Kompensation in Höhe des Anhaltewertes im Abschaffungsjahr erfolgen, um Unterdeckung und Enteignung des eingesetzten Kapitals zu verhindern. Andere Netzbetreiber wiederum lehnen Anhaltewerte im Rahmen von Netzentgeltkalkulationen ab.*

Eine dämpfende Wirkung von Anhaltewerten auf Investitionsentscheidungen könnte dazu führen, dass Ersatzinvestitionen aufgeschoben werden, und demnach die Zuverlässigkeit der Stromversorgung sinken würde. Die Begründung einer dämpfenden Wirkung auf die Investitionen der Netzbetreiber aus der Verwendung von Anhaltewerten ist per se diskutabel und führt regelmäßig dazu, dass Anhaltewerte in der regulatorischen Praxis verworfen werden. Allein aus Gründen der Vereinheitlichung ist aber die fortgesetzte Anwendung von Anhaltewerten in Luxemburg nicht zu befürworten. Ein Beibehalten von Anhaltewerten scheint demnach nicht vertretbar. Die Idee der Notwendigkeit einer eventuellen Kompensation über Sonderabschreibungen sollte dann nicht verfolgt werden, wenn für die heutigen Anwendungsfälle die Anhaltewerte erst 2002 neu in die Bewertung des Anlagevermögens eingeführt worden sind. In der Praxis vor 2002 könnte es der Fall sein, dass keine Anhaltewerte berücksichtigt wurden und die Anlagen vielmehr – explizit oder implizit – bereits vollständig abgeschrieben wurden. Durch eine heutige Sonderabschreibung auf die Anhaltewerte würde daher eine Mehrfachverrechnung der alten Anlagen drohen. Es ist aus Sicht des ILR Aufgabe der Netzbetreiber nachzuweisen, dass die betreffenden Anlagen vor dem Jahr 2002 noch nicht abgeschrieben waren und somit Sonderabschreibungen angesetzt werden können.

*Ein Netzbetreiber gibt die Bandbreiten der Abschreibungsdauern als angemessen an, mit dem Hinweis dass Abschreibungsdauern von Netzbetreiber zu Netzbetreiber verschieden sein können. Zwei Netzbetreiber wiederum bevorzugen fixierte Abschreibungsdauern im Gegensatz zu Bandbreiten.*

Die Bandbreiten sollten als Übergangsregelung für Altanlagen so beibehalten werden. Dies wird den Netzbetreibern ermöglichen, die bisher angewandten Abschreibungsdauern für die Altanlagen beizubehalten. Somit wird sichergestellt, dass eine Unter- oder Überdeckung der Kapitalkosten aufgrund eines Wechsel der Abschreibungsdauer vermieden wird. Für Neuanlagen sieht das ILR im Sinne der Vereinheitlichung Vorteile in einer einheitlichen Abschreibungsdauer pro Anlagengruppe.

*Einheitliche Indexreihen werden allgemein als Grundvoraussetzung angesehen. Die Herkunft der Indexreihen sei jedoch detaillierter zu beschreiben sowie eine Aktualisierung auf das Jahr 2007 vorzunehmen.*

Das ILR wird die Herkunft der Indexreihen näher dokumentieren und die für die Kalkulation anzuwendenden Indexreihen jährlich aktualisieren und den Netzbetreibern zur Verfügung stellen.

### 3.2. Zu Kapitel 4 : Kapitalverzinsung

Die Beiträge der Netzbetreiber zielen allgemein darauf hin, dass die Höhe der Kapitalverzinsung nicht angemessen sei. Ein Netzbetreiber gibt an, dass ein Eigenkapitalzinssatz von 11.6% bis 16.2% (vor Steuer, nominal) und ein WACC von 7.7% bis 10.2% (vor Steuer, nominal) angemessen sei.

Das ILR hält den oberen Bereich der angegebenen Spannbreiten für überhöht, trägt jedoch bei der Bestimmung des Zinssatzes den rezenten Entwicklungen auf den Kapitalmärkten Rechnung. Infolge dessen geht das ILR von angemessenen Zins-Spannbreiten von 7.0% bis 8.4% (vor Steuer, nominal) für den WACC aus:

	Low	High
Nominal risk-free rate (RFRnom)	4.10%	4.60%
Debt premium (DP)	0.70%	0.90%
Gearing (g)	60%	60%
Corporation tax rate (T)	30.4%	30.4%
Nominal equity risk premium (ERP)	4.00%	5.20%
Asset Beta	0.37	0.41
Equity Beta	0.76	0.84
WACC pre-tax nominal	7.0%	8.4%

- Quantitative Berechnungen der Zinssätze:
  - In der Bestimmung der WACC-Parameter hat das ILR eine mittelfristige Optik gewählt, die sowohl nah am Marktgeschehen liegen soll als auch die nötige Stabilität und Vorhersehbarkeit garantieren soll. Eine Beobachtung des Marktgeschehens der letzten 5 Jahre scheint ausreichend um zu hohe Volatilitätsschwankungen des Zinssatzes zu verhindern. So liegt z.B. der Mittelwert des risikolosen Zinssatzes (Rendite auf Staatsanleihen mit 10 Jahren Laufzeit) von Mai 2007 - Mai 2008 bei 4.6% und der Mittelwert von Mai 2003- Mai 2008 bei 4.1%. Diese mittelfristige Betrachtung wird ebenfalls bei der Bestimmung des Debt Premiums und der Inflationsrate angewandt.
  - Die Bewertung des Debt Premiums stützt sich auf eine aktuelle Untersuchung für Dte<sup>1</sup> basierend auf einer Stichprobe von 11 Vergleichsunternehmen (nicht nur auf einzelne Unternehmen), die z.T. auch über substantielle Aktivitäten außerhalb des Netzgeschäfts mit

<sup>1</sup> Frontier Economics, Updated cost of capital estimates for energy Networks, April 2008 ([http://www.energiekamer.nl/images/102449%20Frontier%20-%20Updated%20cost%20of%20capital%20estimate%20for%20energy%20networks\\_tcm7-114322.pdf](http://www.energiekamer.nl/images/102449%20Frontier%20-%20Updated%20cost%20of%20capital%20estimate%20for%20energy%20networks_tcm7-114322.pdf))

höheren Risiken verfügen. Explizit untersucht wird in der Studie zudem die Auswirkung der Kreditkrise auf das Debt Premium der Unternehmen mit dem Ergebnis, dass die Auswirkungen moderat sind. Zu berücksichtigen ist hierbei auch, dass ein allgemeiner Anstieg der Kapitalmarktzinsen aufgrund der Kreditkrise zumindest teilweise bereits über den risikolosen Zinssatz erfasst wird.

- Die Bewertung der Marktrisikoprämie und des Beta-Faktors wurden an rezente Marktdaten angepasst. Die detaillierte Bewertungsmethodik ist in einer Studie vom Juni 2008<sup>2</sup> für die Bundesnetzagentur beschrieben.
- Aufgrund der erhaltenen Beiträge der Netzbetreiber, können einzelne Parameter des WACC's auch auf Werte außerhalb der Bandbreiten argumentiert werden. Das ILR wird dem bei der Bestimmung der Parameter angemessen Rechnung tragen.
- Das ILR ist der Meinung, dass durch die gewählte mittelfristige Optik eine periodische Anpassung der WACC-Parameter vollzogen werden sollte. Eine Anpassung nach 3 Jahren scheint gerechtfertigt, sofern die Kapitalmarktbedingungen keine vorzeitige Anpassung erfordern.
- Qualitative Argumentation: Die qualitative Argumentation für höhere Zinssätze in Luxemburg erscheint uns – zumindest in Teilen – für nicht gerechtfertigt: So wird u.a. angeführt, dass kleine Netzbetreiber per se ein höheres Risiko hätten als große Netzbetreiber. Diese Argumentation lässt sich allerdings auf Basis der Beta Berechnungen für Netzbetreiber empirisch nicht belegen. Zudem ist die Berücksichtigung der Unternehmensgröße im Ausland nur in wenigen Ausnahmefällen bekannt. Typische Beispiele wie Deutschland, wo eine Vielzahl von großen und kleinen sowie börsennotierten wie nicht-börsennotierten Unternehmen tätig sind, verzichten auf eine derartige Differenzierung. Schließlich ist die Unternehmensgröße von den Netzbetreibern beeinflussbar (z.B. durch Zusammenschlüsse): Sollte die derzeitige Unternehmensgröße aus Kapitalmarktsicht nicht optimal sein, wären Anreize zur Änderung dieser Struktur aus volkswirtschaftlicher Sicht von Vorteil. Eine Differenzierung der Zinssätze nach Unternehmensgröße würde umgekehrt unerwünschte Anreize zu einer weiteren Aufteilung der Netzbetreiber setzen. Allenfalls ist zuzugestehen, dass in jüngerer Zeit ein leichter Trend Richtung höherer Basiszinssätze auf den Kapitalmärkten zu beobachten ist. Dies wird das ILR bei der Festlegung des Zinssatzes angemessen berücksichtigen.
- Internationale Vergleiche von Regulierungsentscheidungen: Die von den Netzbetreibern angeführten internationalen Vergleiche der für Stromnetzbetreiber genehmigten Zinssätze erscheinen unvollständig und selektiv. So ist nicht ersichtlich, warum Deutschland, Frankreich und Österreich nicht als Referenz

---

<sup>2</sup> Frontier Economics, Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas, Gutachten im Auftrag der BNetzA ([http://www.bundesnetzagentur.de/enid/640201a67238ce3e5159f70eeda95601,0/Sonderthemen/Gutachten\\_zum\\_Wagniszuschlag\\_bei\\_Eigenkapitalverzinsung\\_im\\_Energiebereich\\_4oi.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/640201a67238ce3e5159f70eeda95601,0/Sonderthemen/Gutachten_zum_Wagniszuschlag_bei_Eigenkapitalverzinsung_im_Energiebereich_4oi.html))



herangezogen werden können. Das Argument, Deutschland hätte bei den Fremdkapitalzinsen eine volle Anerkennungsfähigkeit der gezahlten Zinssätze und sei deshalb nicht vergleichbar, ist sachlich nicht richtig. Vielmehr setzt die BNetzA in der Regulierungspraxis eine Obergrenze für den Fremdkapitalzinssatz von 4.3%. Dem Argument, der Zinssatz in Frankreich sei nicht vergleichbar, da auch für Übertragungsnetzbetreiber diese Zinssätze gelten würden, ist nicht nachvollziehbar, da die Empirie keine systematischen Unterschiede der Beta-Faktoren für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zeigt und auch qualitative Überlegungen diese These nicht untermauern können.

Weiterhin werden bei den einzelnen Preisvergleichen z.T. nicht sachgerechte Umrechnungen vorgenommen (z.B. bezüglich der Inflationsraten, die einheitlich mit 2,5% angesetzt werden, was z.B. für die Niederlande im Durchschnitt der letzten Jahre als deutlich zu hoch erscheint.)

Erweiterte internationale Vergleiche der von Regulierungsbehörden genehmigten Zinssätze zeigen zudem, dass die vom ILR vorgeschlagenen Zinssätze in einer plausiblen Bandbreite liegen. Dies wird am Beispiel der west- und zentraleuropäischen Länder deutlich, die wohl am ehesten für einen Vergleich in Frage kommen:

- Österreich: E-Control setzt einen WACC von 6.04% (vor Steuern, nominal) an<sup>3</sup>.
  - Deutschland: Die BNetzA hat für die Dauer der ersten Regulierungsperiode für Neuanlagen ein Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 9.29% vor Steuern und für Altanlagen ein Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 7.56% vor Steuern festgelegt.
  - Frankreich: Ein WACC von 7.25% (vor Steuern, nominal) mittels ministerieller Entscheidung<sup>4</sup> festgehalten.
  - Belgien: Die Parameter zur Berechnung des WACC sind per Arrêté Royal vom 8. Juni 2007<sup>5</sup>. Die in Anwendung kommenden Parameter sind durchaus mit denen des Konsultationsdokumentes vergleichbar.
  - Niederlande: Die von Dte angewandte Verzinsung wird in einer Bandbreite von 6.0-8.2% angegeben<sup>6</sup> (nominal, vor Steuern). Die vom ILR berechnete Verzinsung bewegt sich hier am oberen Rand der Bandbreite.
- Ableitung des Zinssatzes auf Basis alternativer Methoden: Ein Netzbetreiber begründet höhere Zinssätze mit den Erfordernissen von Rating-Agenturen an die

---

<sup>3</sup> [http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/INTERN/ADMINISTRATION/TEXTAUSWAHL/NEUE\\_NETZTARIFE/SNT\\_ERLAEUTERUNGENSNT\\_VO\\_06BESCHLUSSFASSUNGECK051213.PDF](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/INTERN/ADMINISTRATION/TEXTAUSWAHL/NEUE_NETZTARIFE/SNT_ERLAEUTERUNGENSNT_VO_06BESCHLUSSFASSUNGECK051213.PDF)

<sup>4</sup> <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000815910&dateTexte>

<sup>5</sup> [http://www.juridat.be/cgi\\_loi/loi\\_F.pl?cn=2007060845](http://www.juridat.be/cgi_loi/loi_F.pl?cn=2007060845)

<sup>6</sup> [http://www.dte.nl/images/Addendum%20C%20Method%20Decision%20RNB%20E%20X-factor%20102106-89\\_tcm7-94487.pdf](http://www.dte.nl/images/Addendum%20C%20Method%20Decision%20RNB%20E%20X-factor%20102106-89_tcm7-94487.pdf)

Kapitalverzinsung mit dem Ziel, ein A Credit-Rating sicherzustellen. Allerdings ist die von dem Netzbetreiber durchgeführte Analyse des Zusammenhangs zwischen Rating und regulatorischen Zinssätzen stark durch die gewählten Annahmen getrieben. Z.B. wird eine Zielgröße für das FFO/Interest Verhältnis von 4.0x angenommen. Allerdings ist nach der gleichen Quelle ein A-Rating bereits bei einer Zielgröße von 3.0x erreichbar. Dies dürfte insbesondere dann der Fall sein, wenn es sich, wie bei Netzbetreibern, um ein Geschäft mit relativ geringen Risiken handelt. Im Ergebnis erscheint die vom ILR errechnete Zinsspanne somit durch eine einfache Variation der Annahmen durchaus als plausibel. Weiterhin hängt in der Realität die Kreditwürdigkeit der Unternehmen von einer Vielzahl von Faktoren und nicht nur vom gewählten WACC ab, woraus sich eine Vielzahl von Unsicherheiten bezüglich des Ansatzes ergeben. Schließlich ist fraglich, inwieweit Regulierungsentscheidungen mechanistisch auf Empfehlungen von Rating Agenturen zur Kreditwürdigkeit von Unternehmen basieren sollten. Die Erfahrungen der jüngeren Vergangenheit mahnen hier zur Vorsicht. Die verwendete Kontrollmethode ist deshalb im internationalen Regulierungskontext auch eher unüblich. Das ILR geht deshalb davon aus, dass die vom ILR bezifferte Bandbreite für die Zinssätze auf Basis des CAPM bei den gewählten Risikozuschlägen und Fremdkapitalquoten ein A-Rating für die Netzbetreiber ermöglichen.

*Ein Beitrag vergleicht den rechtlichen Rahmen im Strom- und Gassektor und stellt fest dass verschiedene Verpflichtungen und Aufgaben der Netzbetreiber im Stromsektor wesentlich aufwendiger und zahlreicher sind als im Gassektor.*

Aus den internationalen empirischen Daten sind keine systematisch höheren Risiken weder für den Bereich der Stromnetze noch für den Bereich der Gasnetze ableitbar.

Grundsätzlich werden Netzbetreibern im System der kostenorientierten Regulierung alle Kosten erstattet, die die Regulierungsbehörde unter Berücksichtigung des gültigen Rechtsrahmens anerkennen kann. Insofern werden Kosten aus etwaigen Sonderlasten für Strom- oder Gasnetzbetreiber über die Netzentgelte grundsätzlich entgolten. Ein besonderer Risikoausgleich ist dementsprechend nicht notwendig. Etwaige Sonderlasten für Strom- oder Gasnetzbetreiber erlauben demnach keine Rückschlüsse über die jeweiligen Risiken.

### **3.3. Zu Kapitel 5 : Betriebskosten**

*Ein Netzbetreiber macht den Vorschlag der Unterteilung in 4 Kostenstellen. Eine Kostenstelle wäre jeweils eine Umspannung mit der direkt nachgelagerten Spannungsebene. Die Kostenstellen betreffen nicht nur die Betriebskosten sondern auch das Anlagevermögen. Ein Netzbetreiber möchte eine nähere Beschreibung der Kostenstellen. Ein Netzbetreiber möchte die Umspannung als separate Kostenstelle betrachten.*

Die Aufteilung auf die verschiedenen Kostenstellen sollte ausgehend von den geprüften Konten der Aktivität Transport und der Aktivität Verteilung klar ersichtlich sein. Die

Kostenstellen sollten die verschiedenen Spannungsebenen umfassen. Die Kosten der Umspannung sollten getrennt erfassbar sein und auf die Netznutzer der unterlagerten Spannungsebenen sowie die direkt an der Umspannung angeschlossenen Kunden gewälzt werden. Ein Umspannungskunde (20/0.4 kV) zahlt demnach das Mittelspannungsentgelt zuzüglich eines Aufpreises für die Nutzung der Umspannung, der sich idealerweise in einem Leistungsentgelt-Aufpreis widerspiegelt.

### **3.4. Zu Kapitel 6 : Sonstige Erlöse/Kosten bzw. Aufwand/Erträge**

Die Beiträge befürworten die kostenmindernde Ansetzung verschiedener Erlöse aus Leistungen deren Kosten in den Netzkosten enthalten sind. Das Prinzip der periodenübergreifenden Saldierung wird ebenfalls begrüßt, es wird jedoch auf die Nachteile einer rückwirkenden Verzinsung des Jahresausgleichs hingewiesen. Das ILR wird bei seiner Entscheidungsfindung auf eine Regelung ohne Wettbewerbsnachteile hinzielen.

### **3.5. Zu Kapitel 7 : Grundsätze der Entgeltermittlung**

*Das Festlegen der Gleichzeitigkeitsfunktionen, sowie das Wälzen einer Netzebene in die andere benötigen nähere Erklärungen und Vorgaben zur einheitlichen Behandlung. Die Behandlung der direkt an der Umspannung angeschlossenen Kunden muss ebenfalls geklärt werden.*

Hierbei ist noch einmal auf den Unterschied zwischen der Kostenwälzung zwischen Netzebenen und der Netznutzung durch einzelne Netznutzer hinzuweisen:

- Für die *Kostenwälzung zwischen Netzebenen* werden Leistungswerte für die tatsächliche zeitgleiche Entnahmelast einer Netzebene aus der jeweils vorgelagerten Netzebene zu Grunde gelegt. Diese werden grundsätzlich *nicht* auf Basis einer Gleichzeitigkeitsfunktion, sondern auf Basis tatsächlicher Messungen ermittelt. Nur im Ausnahmefall ist z. B. in der Niederspannung denkbar, dass die tatsächliche zeitgleiche Leistung nicht gemessen wird und – evtl. vorübergehend bis zur Installation entsprechender Messgeräte – über Gleichzeitigkeitsfaktoren abgeschätzt wird. In den (Einzel-)Fällen, in denen ein solches Vorgehen zwingend erforderlich ist, sollten alle verfügbaren Informationen genutzt und das sachgerechte Vorgehen durch den Netzbetreiber dokumentiert werden. Eine einheitliche Festlegung durch die Regulierungsbehörde erscheint hierfür nicht geboten, allenfalls für die Ausnahmefälle und die zeitlichen Dauern, in denen ein solches Ersatzverfahren angewandt werden darf.
- Die Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfaktoren der *einzelnen Netznutzer* ist hingegen eine regelmäßig und bei allen Netzbetreibern und Netzkunden auftretende Frage, die dementsprechend einheitlich durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden sollte, um Aufwand in der Ermittlung durch die Netzbetreiber zu vermindern. Als Diskussionsgrundlage für die

Festlegung konkreter Werte kann ein Knickpunkt bei 3000 Jahresbenutzungsstunden in Höhe von ((65%)) dienen. Als Startwert könnten ((10%)) festgelegt werden, der Endwert bei 8.760 Stunden muss 1 betragen.

Von diesen Gleichzeitigkeitsfaktoren kann abgewichen werden, sofern die Abweichung auf empirischen Messdaten beruht, die eine abweichende Inanspruchnahme der Netznutzer klar und transparent darstellt.

*Ein Lieferant stellt die Forderung nach einem reduzierten Netzentgelt (Arbeitspreis) für Nutzer von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (Nachtspeicherheizungen).*

Im Rahmen der Entgeltgenehmigung für 2008 hatte Cegedel Net ebenfalls diese Anfrage gestellt, die vom ILR abgewiesen wurde mit folgender Begründung:

- Nachtspeicherheizungen sollen nicht gefördert werden da sie gegensätzlich zu den Energieeffizienz-Zielen wirken
- Es besteht das Risiko dass andere, wesentlich größere Kundengruppen, ebenfalls unterbrechbar sein wollen und den reduzierten Tarif fordern könnten
- Nachtspeicherheizungen sind von den Netzbetreibern nicht klar identifiziert

Das ILR hat daraufhin 2 Alternativvorschläge gemacht, deren Bedingungen nunmehr zusammengefasst und wie folgt präzisiert werden können:

1. Der Kunde erbringt den Beweis dass er im Besitz einer Nachtspeicherheizung ist - Dieser Beweis gelangt dann über den Lieferanten zum VNB.
2. Die Abschaltbarkeit der entsprechenden Anlagen durch den Netzbetreiber muss gewährleistet sein.
3. Der Anteil des Verbrauchs, der dem reduzierten Entgelt unterliegt, wird Jahr um Jahr reduziert, um in absehbarer Zeit zu verschwinden (Übergangsphase)

Mit diesen Bedingungen kann den wesentlichen Gründen für eine Ausnahmeregelung Rechnung getragen werden, die zum einen darin bestehen, dass die Betreiber von Nachtspeicherheizungen einen gewissen Vertrauensschutz geltend machen könnten, dass sie ihre Investitionsentscheidung darauf basiert haben, dass die Nachstromspeicherheizungen geringere Strombezugskosten nach sich ziehen würden. Der sachliche Grund für die Erwartung dieser vergleichsweise geringen Strombezugskosten kann aber mit Blick auf die Netzentgelte nur darin liegen, dass die Nachstromspeicherheizungen keinen Beitrag zur auslegungsrelevanten Netzbelastung liefern und damit auch keine Ausbaurkosten nach sich ziehen. Dies ist dann gewährleistet, wenn ihre Abschaltbarkeit durch den Netzbetreiber sichergestellt ist. Vorteile in den reinen Strombezugskosten können daneben weiterhin bestehen, haben aber keinen Einfluss auf die Gestaltung der Netzentgelte.

Es besteht das Risiko dass wesentlich verbrauchsstärkere Kundengruppen einen Anspruch auf Unterbrechbarkeit erheben würden, was die Erlösstruktur der Netzentgelte erheblich beeinflussen könnte und höhere Netzentgelte für nicht unterbrechbare Kunden zur Folge hätte. Desweiteren sieht das ILR mit einem zusätzlichen Entgelt einer komplizierteren Entgeltstruktur skeptisch entgegen, die den Zugang von neuen

Lieferanten und Stromangeboten erschweren könnte. Im Falle einer uneinheitlichen Anwendung der verschiedenen Netzbetreiber, würde eine solche Regelung einen gut funktionierenden Strommarkt behindern, nationale Stromangebote für Kleinkunden erschweren, und zudem keine Anreize nach einheitlichen Netznutzungsentgelten auf nationaler Ebene setzen.