



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement EVD

Preisüberwachung PUE

# **Anrechenbare Kosten im schweizerischen Elektrizitätsnetz**

Bern, Mai 2008



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>2</b>
<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>3</b>
<b>1 Der Schweizer Elektrizitätsmarkt im Wandel .....</b>	<b>5</b>
1.2 Öffnung des Elektrizitätsmarktes.....	5
1.2 Vorrang der Transparenz .....	5
<b>2 Die Heterogenität des Versorgungsnetzes .....</b>	<b>6</b>
2.1 Heterogenität und systemische Kostenunterschiede .....	6
2.2 Effizienzvergleiche.....	7
<b>3 Kosten des Verteilnetzes .....</b>	<b>9</b>
3.1 Rechtliche Aspekte.....	9
3.2 Anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten.....	9
3.2.1 Schweizerische und europäische Ebene.....	9
3.2.2 Haltung der Preisüberwachung .....	12
3.3 Sanktionen.....	15
3.4 Verteilschlüssel für die Gemeinkosten .....	15
3.5 Maximale überwälzbare Anteile der verschiedenen Kostenkategorien .....	16
<b>4 Minimale Versorgungsqualität .....</b>	<b>17</b>
<b>5 Fazit.....</b>	<b>18</b>
<b>Anhang .....</b>	<b>20</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>28</b>
<b>Gesetzestexte, Verordnungen und Botschaften .....</b>	<b>29</b>



## Abkürzungsverzeichnis

AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Regulierungsbehörde in Italien)
AER	Australian Energy Regulator (Regulierungsbehörde in Australien)
BNetzA	Bundesnetzagentur (Regulierungsbehörde in Deutschland)
CER	Commission for Energy Regulation (Regulierungsbehörde in Irland)
CRE	Commission de Régulation de l'Energie (Regulierungsbehörde in Frankreich)
E-Control	Regulierungsbehörde für Strom und Gas in Österreich
E-StromVG	Entwurf des Stromversorgungsgesetzes (Version vom 3. Dezember 2004)
EICom	Elektrizitätskommission (Regulierungsbehörde in der Schweiz seit Inkrafttreten des StromVG)
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz (am 22. September 2002 abgelehnt)
EMV	Elektrizitätsmarktverordnung (Verordnung zum EMG)
EMV'	Energiamarkkinvirasto (Regulierungsbehörde in Finnland)
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat (Regulierungsbehörde in Norwegen)
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (Regulierungsbehörde in Grossbritannien)
PüG	Preisüberwachungsgesetz, SR 942.20
StromVG	Stromversorgungsgesetz, SR 734.7
StromVV	Stromversorgungsverordnung
VSE	Verband der schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)



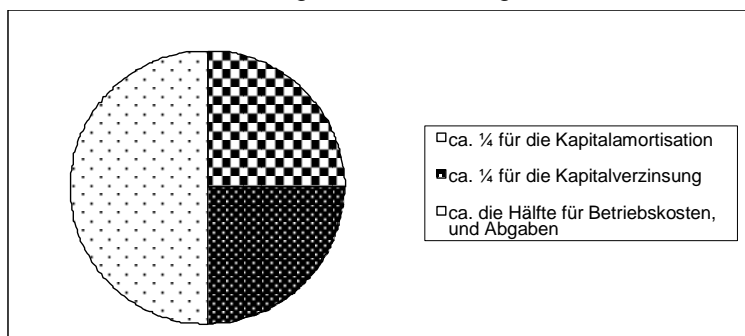
## Zusammenfassung

Die Schweizer Stimmbürger haben im Herbst 2002 das Elektrizitätsmarktgesetz abgelehnt. Im folgenden Sommer, genauer am 17. Juni 2003, hat das Bundesgericht gestützt auf das Kartellgesetz in seinem Entscheid in Sachen Freiburgische Elektrizitätswerke gegen Migros und Watt (BGE 129 II 497) den Elektrizitätsmarkt geöffnet. Bis zur Einführung des Stromversorgungsgesetzes war die Preisüberwachung zuständig für die Regulierung des Netznutzungsentgelts. Seit dem 1. Januar 2008 verfügt die Preisüberwachung über ein Empfehlungsrecht gegenüber der Elektrizitätskommission (EiCom), der neuen spezialgesetzlichen Regulierungsbehörde in diesem Bereich.

Gemäss Erfahrungswerten der Preisüberwachung lassen sich die Netznutzungskosten grosso modo in die folgenden Komponenten aufteilen (vgl. Grafik I):

- die **Amortisation** des Netzes (ungefähr ein Viertel der Netzkosten),
- die **Verzinsung des investierten Kapitals** (rund ein Viertel der Netzkosten, in Abhängigkeit von der Höhe des zu verzinsenden Kapitals und des Zinssatzes),
- die **Betriebskosten** einschliesslich des Betriebsaufwandes, des Unterhalts, der Überwachung und der Systemdienstleistungen, der Abgaben an Gemeinwesen wie der Gewinnablieferung, der Steuern, der Gratisleistungen und der Konzessionsabgaben (rund die Hälfte der Kosten).

Grafik I: Grobe Aufteilung der Netznutzungskosten



Demzufolge stellen die Betriebskosten, zusammen mit den Kapitalkosten (Amortisation und Kapitalverzinsung), einen Schlüsselfaktor dar für die Bestimmung eines angemessenen Netznutzungsentgelts. Das Ziel des vorliegenden Dokuments besteht darin, die beim Schweizer Elektrizitätsnetz anrechenbaren Betriebskosten zu determinieren und so einen massgebenden Beitrag zur Berechnung des Netznutzungsentgelts zu leisten.

Anlässlich von Diskussionen zwischen der Preisüberwachung und dem österreichischen Regulator E-Control sowie durch das Studium verschiedener von ausländischen Regulatoren publizierter Dokumente, haben wir festgestellt, dass anscheinend keine Regulierungsbehörde über eine detaillierte und abschliessende Liste der dem Elektrizitätsnetz anrechenbaren Kosten, sondern nur über allgemeine Kriterien für deren Überprüfung verfügt. Es hat sich aber herausgestellt, dass alle Regulatoren dem Verursacherprinzip und der Transparenz höchste Bedeutung zumessen. Was aber die konkrete Anwendung anbelangt, bestehen Differenzen.

Die Preisüberwachung hat die Kostenkategorien festgelegt, welche ihrer Meinung nach im direkten Zusammenhang mit dem Betrieb stehen. Dabei stützte sie sich auf die einschlägigen Rechtsgrundlagen (Preisüberwachungsgesetz, Elektrizitätsmarktgesetz und zugehörige Verordnung sowie Stromversorgungsgesetz und zugehörige Verordnung), die Entscheide der europäischen Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich, die praktische Umsetzung der einschlägigen theoretischen Literatur sowie für Regulierungsbehörden und Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft erstellte Gutachten.



Die von der Preisüberwachung verwendete Liste der anrechenbaren Elektrizitätsnetzkosten entspricht praktisch jener, die im Entwurf des Elektrizitätsmarktgesetzes vorgeschlagen worden war. Sie scheint aus folgenden Gründen angemessen zu sein:

- es werden nur Kosten in Betracht gezogen, die für einen effizienten Netzbetrieb nötig sind;
- sie ist die vollständigste Liste und wurde von Experten im Rahmen des Marktöffnungsprojekts im Jahre 2002 erstellt,
- die in der Liste enthaltenen Elemente sind plausibel, verglichen mit jenen der europäischen Regulierungsbehörden des Elektrizitätssektors;
- die Festlegung der verschiedenen anrechenbaren Kosten wurde vorgenommen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Bestimmungen, der europäischen Regulierungspraxis und der einschlägigen wissenschaftlichen Literatur.

Die Preisüberwachung hat versucht, effiziente Verteilschlüssel für die Gemeinkosten festzulegen und die maximalen Prozentsätze zu determinieren, welche die einzelnen Kostenarten am Total der anrechenbaren Netzkosten höchstens erreichen sollten. Leider konnte sie sich dabei nicht auf die anderen ausländischen Regulatoren stützen, da, aus Gründen der Heterogenität der Stromversorgungsunternehmen, keiner von ihnen auf diesem Gebiet über eindeutige Regeln verfügt.

Die Preisüberwachung hat erste Schritte auf dem Gebiet der anrechenbaren Betriebskosten gemacht und analytische Grundlagen entwickelt, die eine Überprüfung der Plausibilität der von den Elektrizitätsunternehmen ausgewiesenen Werte zulässt. Trotz allem handelt es sich nicht um eine definitive Methode. Sie kann aber als Ausgangspunkt für eine vertiefte Analyse verwendet werden, die durch den neuen Regulator (EiCom) durchgeführt werden sollte. Die praktische Erfahrung der EiCom in konkreten Fällen wird helfen, in den kommenden Jahren eine verfeinerte Methode zu etablieren.

Die Preisüberwachung wünscht der EiCom bei ihrer Aufgabe als Regulator im Elektrizitätsbereich viel Erfolg. Aufgrund unserer Erfahrung in diesem ziemlich schwierigen Gebiet empfehlen wir dem neuen Regulator:

- i. genügend Personal einzusetzen, um der Aufgabe gerecht werden zu können in Bezug auf die Quantität, aber auch in Bezug auf neue Fragestellungen, die sich ergeben werden;
- ii. eine Liste der anrechenbaren Betriebskosten auszuarbeiten, ausgehend von den Fällen, die ihr unterbreitet werden und den Entscheidungen, die sie treffen wird;
- iii. zu versuchen, die Buchhaltungen der verschiedenen Elektrizitätsunternehmen maximal zu standardisieren (indem standardisierte Haupt- und Hilfskostenstellen erstellt und Fragebogen verfasst werden) um die Analyse und die Arbeit des Regulators sowie auch einen Vergleich oder einen Benchmark zu erleichtern.

Dieses Dokument hat einen provisorischen Charakter. Die hier dargestellten Parameter kamen bei den von der Preisüberwachung vorgenommenen Preismissbrauchsprüfungen bei Netznutzungsentgelten zur Anwendung.

Dieses Dokument wurde von Pamela Pestoni, wissenschaftliche Mitarbeiterin bei der Preisüberwachung unter Leitung von Beat Niederhauser, Geschäftsführer der Preisüberwachung, ausgearbeitet.

Bern, Mai 2008



# 1 Der Schweizer Elektrizitätsmarkt im Wandel

## 1.2 Öffnung des Elektrizitätsmarktes

Mit dem Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) am 1. Januar 2008 und der zugehörigen Stromversorgungsverordnung (StromVV) am 1. April 2008 werden wir der Öffnung des Elektrizitätsmarktes<sup>1</sup> in zwei Etappen beiwohnen:

1. während der ersten Öffnungsphase (2009-2013), werden die Endkunden mit jährlichem Verbrauch > 100'000 kWh Zugang zum Markt haben. Gemäss Artikel 6 des StromVG sind die Betreiber der Verteilnetze dazu verpflichtet, die erforderlichen Massnahmen zu ergreifen, um den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die erwünschte Elektrizitätsmenge zu einem angemessenen Tarif liefern zu können;
2. während der zweiten Öffnungsphase (ab 2014), werden alle Endkunden ihren Stromlieferanten frei wählen können. Diese vollständige Marktöffnung untersteht jedoch dem fakultativen Referendum.

Das Höchstspannungsnetz (220/380 kV) wird von einer nationalen Netzbetriebsgesellschaft betrieben werden, die unter Schweizer Kontrolle stehen wird. Die grossen überregionalen Gesellschaften haben zu diesem Zweck bereits die Swissgrid gegründet, welche, fünf Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes, die Höchstspannungsnetze übernehmen wird.

Diese neuen Rechtsgrundlagen werden die Elektrizitätsunternehmen zwingen, ihre Tarife, aufgeteilt in Energie- und Netznutzungspreis, offenzulegen: Artikel 6 Abs. 3 des StromVG bestimmt: «...Die Elektrizitätstarife sind für mindestens ein Jahr fest und sind aufgeschlüsselt nach Netznutzung, Energielieferung, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen zu veröffentlichen.»

Der Tarifanteil, welcher der Netznutzung entspricht, ist gemäss den Artikeln 14 *Netznutzungsentgelt* und 15 *Anrechenbare Netzkosten* des StromVG (vgl. Anhang 1) zu berechnen. Artikel 15 bezieht sich auf die anrechenbaren Kosten, die folglich definiert werden sollten.

## 1.2 Vorrang der Transparenz

Um ein ökonomisch korrektes Netznutzungsentgelt zu garantieren, ist eine transparente Klassifizierung der betreffenden Kosten zwingend.

Das Problem einer Regulierungsbehörde besteht darin zu entscheiden, welches die effektiven, dem Netz zuzurechnenden Kosten bei effizientem Betrieb sind, die Kosten also, welche massgebend für die Festlegung des Netznutzungsentgeltes sind. Folglich muss eine Trennung (*unbundling*) zwischen der Netzbetriebsaktivität und den anderen Tätigkeiten erfolgen.

Im gleichen Unternehmen muss sich jeder Tätigkeitsbereich selbst finanzieren (Produktion, Transport, Distribution, Verkauf im Fall einer vertikalen Integration; Gas, Wasser, Elektrizität im Fall einer horizontalen Integration). Dies bedeutet, dass jeder Sektor seine eigenen Kosten decken muss und Quersubventionen vermieden werden müssen (Art. 10 StromVG). Bei der Kostenschlüsselung ist zunächst das Verursacherprinzip zu respektieren. Für nicht direkt zuweisbare Gemeinkosten muss ein Verteilungsschlüssel angewendet werden, der die Kosten auf logische, objektive und transparente Weise verteilt.

---

<sup>1</sup> Am 17. Juni 2003, hat das Bundesgericht gestützt auf das Kartellgesetz mit Entscheidung in Sachen Freiburgische Elektrizitätswerke gegen Migros und Watt den Elektrizitätsmarkt geöffnet. Seitdem ist jedes Elektrizitätsunternehmen verpflichtet sein Stromnetz einem anderen Energielieferanten zur Verfügung zu stellen.



Die schwierigste Aufgabe der Regulierungsbehörde besteht darin zu entscheiden, ob die erhobenen Kosten den effektiven und minimalen Kosten entsprechen, oder ob sie (absichtlich oder nicht) aufgebläht worden sind, um höhere Durchleitungstarife rechtfertigen zu können. Die anerkannten Betriebskosten müssen denjenigen entsprechen, die sich aus einem effizienten Netzbetrieb ergeben, unter Berücksichtigung folgender Punkte:

- das Elektrizitätsunternehmen sollte so handeln, als befände es sich in einer Wettbewerbssituation, d.h. unter von Konkurrenten ausgehendem Preisdruck. Es muss folglich sein Budget so optimieren, dass es in seinem Tätigkeitssektor wettbewerbsfähig bleiben kann;
- die von den Elektrizitätsunternehmen zur Verfügung gestellte Infrastruktur muss effizient und leistungsfähig sein und darf nicht Luxuskriterien entsprechen (keine «vergoldeten» Netze).

## 2 Die Heterogenität des Versorgungsnetzes

### 2.1 Heterogenität und systemische Kostenunterschiede

Mittels eines Vergleichs zwischen verschiedenen Elektrizitätsunternehmen aus der Schweiz und dem Ausland kann sich die zuständige Regulierungsbehörde ein Bild über die ausgewiesenen Kosten machen. Diese Vorgehensweise hat aber auch Nachteile, da die Elektrizitätsunternehmen nicht homogen sind.

Die Heterogenität ist verantwortlich für die systemischen Kostendifferenzen unter den Versorgungsbetrieben. Die Faktoren, die eine ausschlaggebende Rolle spielen, sind, gemäss Jörg Wild<sup>2</sup>, folgende:

#### 1. Belastungsgrad des Netzes

*Die notwendige Kapazität eines Verteilnetzes wird durch die maximalen Belastungsspitzen, die gedeckt werden müssen, bestimmt. Je höher die Spitzennachfrage in einem Netz ist, desto höher sind die kapazitätsbedingten Fixkosten. Die Durchschnittskosten pro kWh hängen stark davon ab, wie hoch der Belastungsgrad (das Verhältnis zwischen Durchschnitts- und Spitzennachfrage) eines Netzes ist. Je gleichmässiger die Auslastung eines Netzes ist, desto höher ist die transportierte Energiemenge, auf welche die kapazitätsbedingten Fixkosten umgelegt werden können.*

*Elastizität der Durchschnittskosten in bezug auf den Belastungsgrad  $-0.8$ : Ein Anstieg des Belastungsgrads um 10% führt ceteris paribus dazu, dass die Durchschnittskosten um 8% sinken. Achtung: die Verteilkosten werden zum grössten Teil durch die Spitzennachfrage (Nachfrage nach Kapazitätserweiterung) und nicht durch die Nachfrage nach transportierten kWh während der restlichen Zeit verursacht.*

#### 2. Durchschnittsverbrauch der Kunden

*Infolge kundenspezifischer Fixkosten hängen die Durchschnittskosten der Elektrizitätsverteilung auch vom durchschnittlichen Verbrauch der ans Netz angeschlossenen Kunden ab.*

*Elastizität der Durchschnittskosten bezüglich Durchschnittsverbrauch der Niederspannungskunden  $-0.5$ : Ein Verteilwerk, dessen Niederspannungskunden einen um 10% höheren Durchschnittsverbrauch aufweisen als die Kunden eines sonst identischen Werkes, weist im Schnitt um 5% tiefere Durchschnittskosten auf. Dieser Effekt ergibt sich, weil die kundenspezifischen Fixkosten auf eine grössere Anzahl kWh umgelegt werden können.*

---

<sup>2</sup> Jörg Wild, *Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung*, vdf, 2001, pp. 219-227



### 3. Kundendichte im besiedelten Gebiet

*Es ist teuer, dünn besiedelte und extrem dicht besiedelte Gebiete mit Strom zu versorgen, während dazwischen die Durchschnittskosten niedriger sind. Die minimalen Durchschnittskosten werden bei rund 30 Kunden pro Hektare Siedlungsfläche erreicht, während in Realität sowohl der Mittelwert als auch der Median bei rund 20 Kunden pro Hektare liegt. D.h. die Durchschnittskosten (deren Kurve einen U-förmigen Verlauf zeigt) der meisten Verteilwerke würden durch eine Zunahme der Kundendichte sinken.*

### 4. Topographie des Versorgungsgebietes

*Die Flächenanteile anderer Gebietskategorien – namentlich die Anteile der Landwirtschafts-, Wald- und unproduktiven Flächen am Versorgungsgebiet – beeinflussen die Durchschnittskosten der Elektrizitätsversorgung.*

*Eine Zunahme des Waldanteils im Versorgungsgebiet erhöht die Durchschnittskosten am stärksten. Etwas weniger stark steigen die Kosten bei einer Zunahme des Landwirtschaftsanteils im Versorgungsgebiet. Die unproduktiven Flächen wirken sich am wenigsten auf die Durchschnittskosten aus.*

*Durchschnittskosten des Verteilwerkes mit mehr Umland (doppelt so gross wie das Umland des anderen) liegen um etwa 8% bzw. rund 0.7 Rp./kWh über den Durchschnittskosten des anderen.*

Bei der Preisregulierung darf der Einfluss all dieser jedes Unternehmen und dessen Tätigkeitsumfeld ganz verschieden charakterisierenden Faktoren nicht vernachlässigt werden.

Die den Elektrizitätsunternehmen anfallenden Kosten sind also heterogen, was berücksichtigt werden muss, ansonsten könnten die Unternehmen ihre Kosten nicht vollständig decken. So existieren Elektrizitätsunternehmen, die über ein neuwertiges Netz verfügen, welches einen minimalen Aufwand verursacht, d.h. diesen Unternehmen fallen tiefe Unterhaltskosten an, dafür aber verursacht das noch hohe Anlagevermögen höhere Kapitalkosten. Andere Unternehmen verfügen demgegenüber über ein viel älteres Netz, das höherer Unterhaltsarbeiten bedarf, dafür aber aufgrund des tiefen oder fehlenden Anlagevermögens tiefere oder keine Kapitalkosten verursacht, da das Netz schon fast oder ganz amortisiert ist. Beide Situationen sind zulässig, aber sehr unterschiedlich.

## 2.2 Effizienzvergleiche

Gemäss StromVV:

Art. 19 Effizienzvergleiche, Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife

<sup>1</sup> *Zur Überprüfung der Netznutzungstarife und –entgelte sowie der Elektrizitätstarife<sup>3</sup> führt die ECom Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern durch. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie berücksichtigt von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen sowie die Qualität der Versorgung. Bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten berücksichtigt sie zusätzlich den Amortisierungsgrad. Sie bezieht internationale Vergleichswerte in die Überprüfung ein.*

<sup>2</sup> *Sie verfügt, dass ungerechtfertigte Gewinne aus überhöhten Netznutzungs- bzw. Elektrizitätstarifen durch Senkung der Netznutzungs- bzw. Elektrizitätstarife kompensiert werden.*

---

<sup>3</sup> Die ECom überprüft die Netznutzungsentgelte und die "all-inclusive" Strompreise für die gefangenen Kunden. Bei den freien Kunden (mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh) hat sie jedoch keine Kompetenz zur Prüfung der Energiepreise, da in diesem Fall Wettbewerb herrscht.





Die Preisüberwachung hält es für richtig, dass der Regulator für die Prüfung der Netznutzungsentgelte Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern durchführt (unternehmensübergreifende Vergleiche). Zwei Aspekte müssen aber beachtet werden:

- i. solche Vergleiche können sich nicht nur auf die anrechenbaren Betriebskosten beschränken, denn dies würde dazu führen, dass ein Unternehmen mit neuwertigem Netz und somit tiefen Betriebskosten den Benchmark vorgäbe. Ein Unternehmen mit älterem Netz und somit höheren Betriebskosten mit diesem Benchmark zu vergleichen, wäre ungerecht;
- ii. solche Vergleiche können sich aber auch nicht nur auf die Kapitalkosten beschränken, denn dies würde dazu führen, dass ein Unternehmen mit bereits weitgehend amortisiertem Netz und damit relativ geringen Kapitalkosten den Benchmark vorgäbe. Ein Unternehmen mit neuwertigem Netz und hohen Kapitalkosten mit diesem Benchmark zu vergleichen wäre ebenfalls nicht gerecht.

Somit haben Effizienzkriterien in den Prozess zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte einzufließen. Bereits 2001<sup>4</sup> hat die Preisüberwachung das reine „cost-plus“-Prinzip<sup>5</sup> kritisiert und dagegen die Verwendung einer auf unternehmensübergreifenden Vergleichen basierende Regulierungsmethode (Benchmarking<sup>6</sup>) vorgeschlagen, die einen gewissen Preisdruck auf die Netzbetreiber ausüben würde.

Solche Effizienzvergleiche haben auf vom Regulator festzulegenden standardisierten Werten zu basieren. Der Benchmark fixiert die maximalen Kosten, welche einem Netzbetreiber bei effizientem Verhalten anfallen könnten, wenn dieser das gesamte Netz neu bauen würde. Nicht vom Netzbetreiber beeinflussbare strukturelle Unterschiede wie die geographische Situation oder die Kundenstruktur werden ebenfalls berücksichtigt, soweit sie einen Einfluss auf die Kosten haben. Dadurch wird vermieden, dass ein in einem schwierigen Umfeld arbeitender Netzbetreiber benachteiligt wird. Allfällige von Gemeinden und Kantonen erhobene parafiskalische Abgaben werden von den Vergleichen ausgenommen.

Über dem Benchmark liegende Kosten lassen einen Effizienzverlust<sup>7</sup> vermuten, der raschestmöglich zu beheben ist.

---

<sup>4</sup> Jahresbericht der Preisüberwachung 2001, RPW 2001/5, S. 867 ff.

<sup>5</sup> Reine Überwälzung der angefallenen Kosten zuzüglich angemessener Gewinn.

<sup>6</sup> In einem Benchmarking sind nicht die ausgewiesenen Kosten einer bestimmten Unternehmung relevant, sondern diejenigen der günstigsten vergleichbaren Unternehmung.

<sup>7</sup> Zu hohe Abschreibungen aufgrund zu kurz eingesetzter Lebensdauer der Anlagen im Vergleich zur effektiven Lebensdauer der Anlagen und/oder die Unternehmung hat einen zu hohen Kapitalverzinsungssatz verwendet, was zu hohen Zinskosten verursacht und/oder die Unternehmung verzeichnet überhöhte oder nicht gerechtfertigte Betriebskosten.



## 3 Kosten des Verteilnetzes

Die Betriebskostenanalyse ist ein betriebswirtschaftliches Instrument, welches den Gesellschaften helfen kann, die Verschwendungen drastisch zu senken und die Wirtschaftlichkeit maximal zu steigern.

### 3.1 Rechtliche Aspekte

Für vorliegende Analyse betreffend die im Schweizer Elektrizitätsnetz anrechenbaren Kosten hat sich die Preisüberwachung in rechtlicher Hinsicht auf die folgenden Gesetze und Verordnungen gestützt:

- das StromVG:
  - Art. 10 Entflechtung;
  - Art. 11 Jahres- und Kostenrechnungen;
  - Art. 12 Information und Rechnungsstellung;
  - Art. 14 Netznutzungsentgelt;
  - Art. 15 Anrechenbare Netzkosten;
- die StromVV:
  - Art. 4 Elektrizitätstarife und Kostenträgerrechnung für die Energielieferung;
  - Art. 7 Jahres- und Kostenrechnung;
  - Art. 8 Messwesen und Informationsprozesse;
  - Art. 10 Veröffentlichung der Informationen;
  - Art. 12 Anrechenbare Betriebskosten;
  - Art. 15 Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes;
  - Art. 16 Anlastung von Kosten des Verteilnetzes;
- der Entwurf der EMV:
  - Art. 6 Anrechenbare Kosten und Anhang 1 dieses Verordnungsentwurfs.

### 3.2 Anrechenbare<sup>8</sup> und nicht anrechenbare Kosten

#### 3.2.1 Schweizerische und europäische Ebene

Um zu versuchen die Situation betreffend die anrechenbaren Kosten zu klären, haben wir eine Vergleichsanalyse zwischen verschiedenen Regulatoren, vor allem auf europäischem Niveau, durchgeführt. Wir haben im Internet und in den von denselben Regulatoren publizierten Dokumenten nach Informationen betreffend die für das Durchleitungsentgelt in Betracht gezogenen Kosten recherchiert. Für unsere Analyse haben wir uns auf die im EMV-Entwurf enthaltene Liste der anrechenbaren Kosten gestützt (vgl. Anhang 2), weil diese nur Kosten in Betracht zieht, die für einen effizienten Netzbetrieb nötig sind. Ausserdem war sie die vollständigste Liste und von Experten im Rahmen des Marktöffnungsprojekts im Jahre 2002 erstellt worden. Anschliessend haben wir diese mit den unterschiedlichen Vorgehensweisen der verschiedenen Regulatoren verglichen und dabei insbesondere geprüft, welche Kosten die Regulatoren für die Berechnung des Durchleitungsentgelts in Betracht ziehen und ob sich diese von den in unserer Liste enthaltenen Kosten unterscheiden (für weitere Details vgl. Anhang 3).

---

<sup>8</sup> Kosten, die auf den Stromtransportpreis abgewälzt werden können.



Anrechenbare Betriebskosten	OME / EMV	ASE / VSE	e-control A	NVE N	CRE F	EMV <sup>*</sup> Fin	AEEG I	BNetzA D	OFGEM UK	AER AU	StromVG StromVV
Netzbetrieb	X	X	X						⊗		X
Kommunikation im Netz	X	X							⊗	X	X
Systemdienstleistungen	X	X	X	X	X	X		X	⊗	X	X
Instandhaltung Netz	X	X				X			⊗	X	X
Netzplanung und -bau	X	X	X			X	X	X	⊗	X	X
Messung, Datenerfassung	X	X	X		X					X	X
Fakturierung, Inkasso *	X	X		X	X						X
Installationskontrolle °	X	X							X		X
Dienstleistungen *	X	X				X		X	⊗		X
Versicherungen *	X	X						X		X	X
Qualitätssicherung *	X	X							⊗		X
Eigenverbrauch *	X	X				X					X
Verwaltungskosten *	X	X	X	X	X	X	X	X	⊗	X	X
Kosten Vorliegenetze	X	X	X	X		X		X			X
Steuern und Abgaben *	X	X		X	X			X			X
Kosten aufgrund Auflagen des Gesetzes, inkl. Kosten des Regulators	X	X	X								X
Durchleitungsrechte, Konzessionsabgabe, Leistungsaufträge	X	X								X	X
Abschreibungen			X	X			X	X			

Legende:

\* Es ist auf eine korrekte Verteilung der Kosten zu achten

° Die hausinternen Installationskontrollen dürfen nicht berücksichtigt werden

Zugegebenermassen hat unsere Übersicht über die regulatorische Praxis betreffend die anrechenbaren Kosten gewisse Grenzen. Trotzdem konnten wir Dank unserer Analyse feststellen, dass diesbezüglich auf europäischem Niveau keine einheitliche Regelung besteht. Obwohl wir bei einzelnen Regulatoren keine Informationen gefunden haben oder unsere Fragen unbeantwortet blieben (falls ein Feld in der obenstehenden Tabelle kein Kreuz aufweist, bedeutet dies, dass entweder der Regulator die Kosten nicht berücksichtigt oder dass wir hierfür keine Informationen gefunden haben), scheint es, dass kein einziger Regulator über eine präzise Liste der anrechenbaren Kosten verfügt, sondern dass sich die Regulierungsbehörden auf Verursacher- und Wahrheitsprinzip der Kosten stützen sowie die Plausibilität der Beträge prüfen.

Auf schweizerischer Ebene hat sich diesbezüglich schon der VSE engagiert und in seinem «Handbuch für das betriebliche Rechnungswesen» eine Tabelle der Kosten pro Netzebene publiziert (vgl. Anhang 4). Diese Liste der anrechenbaren Elektrizitätsnetzkosten gleicht jener der EMV sehr, es bestehen aber zwei wichtige Unterschiede: Der VSE betrachtet sowohl die «Marketing- und Vertriebskosten» als auch jene, die mit der «dezentralen Einspeisung» zusammenhängen als Betriebskosten (vgl. Punkt „3.2.2. - B. Nicht anrechenbare Kosten“ dieses Dokuments für die Haltung und Argumentation der Preisüberwachung).



Die Regulierungsbehörde in Grossbritannien (Ofgem) überprüft regelmässig die Angemessenheit der gültigen Tarifmodelle und erwägt die Erstellung neuer Tarifmodelle, die zukunftsorientierte Kosten widerspiegeln (*forward looking costs*), und gleichzeitig Anreize für eine effiziente Nutzung und eine Weiterentwicklung des Systems geben. Diese «Revisionen» wurden unternommen «*to ensure that charges are being made in a transparent manner that encourages economically efficient investment in the system and that costs are charged to those parties that cause the cost*<sup>9</sup>». Obwohl die Ofgem seit dem Jahr 2000 über ein Projekt für die Kostenstruktur verfügt und schon mehrere Fristen festsetzte, hat nur ein einziges Elektrizitätsunternehmen eine teilweise revidierte Methodik entwickelt<sup>10</sup>. Die neuen Methodiken müssen bezüglich der Kosten transparent sein, die Kosten reflektieren (*cost reflectivity*) und den Wettbewerb erleichtern (*facilitating competition*). Die Ofgem ist der einzige Regulator der auf seiner Internetseite eine Liste der direkten und indirekten Tätigkeiten publiziert (die Kosten der indirekten Tätigkeiten müssen anschliessend auf die direkten Tätigkeiten aufgeschlüsselt werden), die mit dem Verteilnetz in Zusammenhang stehen (vgl. Anhang 5). Das Ziel ist, einen präzisen und schlüssigen Rahmen für die Sammlung und Kommunikation der Informationen zu liefern.

Die E-Control stützt sich auf die vom Revisor genehmigten Abrechnungen der Elektrizitätsunternehmen (*Wirtschaftsprüfungsbericht, Unbundling-Berichterstattung, Saldenlisten, etc.*) und verschickt den Unternehmen jährlich einen Fragebogen (*Erhebungsbogen*) zwecks Datenanalyse. Anschliessend kontrolliert sie die Kosten für jedes Elektrizitätsunternehmen individuell, ohne über eine generelle detaillierte Liste der «akzeptierten Kosten» zu verfügen (vgl. Anhang 6): sie begutachtet die Rechnungen jedes Unternehmens und entscheidet von Fall zu Fall. Der österreichische Regulator verwendet also die Daten der Unternehmen und untersucht die Plausibilität der mit den verschiedenen anrechenbaren Netzkosten zusammenhängenden Beträge. Die Kosten müssen so dem Wahrheitsprinzip und dem Prinzip der Kosteneffizienz entsprechen.

Die Investitionen werden im Vergleich zur Vergangenheit analysiert. Folglich zieht die E-Control bei jedem Unternehmen dessen Entwicklung in Betracht und wendet auch hier das Plausibilitätsprinzip an.

Die Hauptverantwortung liegt aus Sicht des norwegischen Regulators (NVE) darin zu garantieren, dass die Netznutzungstarife die Kosten einer effizienten Verwaltung und Instandhaltung des Netzes sowie die damit verbundenen Investitionen widerspiegeln. Folglich müssen Regulierungsmodell und Kontrollsystem so entwickelt werden, dass eine effiziente Überwachung möglich ist. Die technischen und Finanzberichte bilden die Kontroll- und Regulierungsgrundlage der NVE bezüglich Tätigkeiten, die mit dem Netz in Zusammenhang stehen.

Die Regulierungsbehörde in Frankreich (CRE) hat festgelegt: «*Les redevances d'accès aux réseaux sont transparentes, prennent en considération la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace...*»<sup>11</sup>. Dank den Audits über die technischen Netzkosten verfügt die CRE über präzise Informationen über die Kosten der öffentlichen Netzbetreiber. Bei der Erarbeitung ihres Vorschlages hat sich die CRE besonders darum bemüht, dass sich die Netznutzungstarife auf die Analyse der technischen Kosten der unterschiedlichen Tätigkeiten stützen, um Quersubventionen zwischen regulierten und wettbewerblichen Tätigkeiten zu verhindern. Für die CRE gelten als anrechenbare Betriebskosten diejenigen Kosten, die für ein gutes Funktionieren und die Instandhaltung der Netze und Installationen notwendig sind.

<sup>9</sup> <http://www.ofgem.gov.uk> > Structure of charges

<sup>10</sup> Ofgem, Delivering the electricity distribution structure of charges project, 2008, S. 1-8

<sup>11</sup> CRE, Exposé des motifs, 2005



Die Grundidee besteht darin, dass die Kosten nach dem Verursacherprinzip zugewiesen werden (direkt dem Kostenträger, der sie verursacht hat). Wo dies nicht möglich ist, muss ein vernünftiger Verteilschlüssel angewendet werden. Auch in diesem Fall existieren keine detaillierten, publizierten Regelungen. Die Zuteilung der Kosten sollte folglich transparent und die Zusammensetzung der verschiedenen, in Betracht gezogenen Kostenblöcke muss präzise und klar sein.

### **3.2.2 Haltung der Preisüberwachung**

Die Haltung der Preisüberwachung in Bezug auf die anrechenbaren Kosten besteht darin, dass einzig die Kosten, welche für einen effizienten Netzbetrieb nötig sind, in die Berechnungen des Durchleitungsentgelts einfließen dürfen. Die Preisüberwachung hat sich schlussendlich für die Liste der EMV entschieden, weil diese von Branchenspezialisten erstellt wurde und weil die darin enthaltenen Elemente verglichen mit jenen der europäischen Regulierungsbehörden der Elektrizitätswirtschaft angezeigt erscheinen.

#### **A. Anrechenbare Betriebskosten**

Die Betriebskosten fassen alle netzbedingten Leistungen zusammen, die in direktem Zusammenhang mit dem betreffenden Netzbetrieb stehen:

- Netzbetrieb
- Kommunikation im Netz
- Systemdienstleistungen
- Instandhaltung Netz
- Netzplanung und -bau
- Messung, Datenerfassung
- Fakturierung, Inkasso
- Installationskontrolle
- Dienstleistungen
- Versicherungen
- Qualitätssicherung
- Eigenverbrauch
- Verwaltungskosten
- Kosten Vorliegeretze
- Steuern und Abgaben
- Kosten aufgrund Auflagen des StromVG, inkl. Kosten des Regulators
- Durchleitungsrechte, Konzessionsabgaben, Leistungsaufträge

Wir gehen einig mit den europäischen Regulierungsbehörden des Elektrizitätssektors, dass die Strombeschaffungs- und Verkaufskosten nicht als Netzkosten zu betrachten sind. Sie können also nicht den Netznutzungsentgelten angerechnet werden. Abgesehen davon ist es nicht leicht zu determinieren, welche die anrechenbaren oder nicht anrechenbaren Kosten sind.



Für die Preisüberwachung stellen gewisse unten aufgelistete Kosten Probleme dar, was den Mit- oder nicht Miteinbezug in die anrechenbaren Netzbetriebskosten und folglich die Netznutzungsentgeltberechnungen anbelangt. Wir haben diese Kosten identifiziert und einer in der oben aufgeführten Liste schon vorkommenden Kostenkategorie zugeteilt (vgl. oben):

- **Dienstbarkeiten**

Sie waren in der EMV nicht enthalten, aber die StromVV stipuliert im Art. 12 Abs. 1: «*Als anrechenbare Betriebskosten gelten zusätzlich zu jenen nach Artikel 15 Absatz 2 StromVG<sup>12</sup> die Entgelte an Dritte für Dienstbarkeiten*». Folglich könnten wir die mit den Dienstbarkeiten zusammenhängenden Kosten der Kategorie «Durchleitungsrecht, Konzessionsabgaben, Leistungsaufträge» zuordnen. Die Dienstbarkeiten müssen das Ergebnis eines demokratischen Prozesses sein, auf dem Gesetz basieren und zugunsten einer öffentlichen Gemeinschaft sein (wie Gemeinde, Kanton, Bund).

- **Öffentliche Beleuchtung**

Falls sich die unentgeltliche öffentliche Beleuchtung aus einem demokratischen Prozess ergibt, auf dem Gesetz basiert und zugunsten einer öffentlichen Gemeinschaft ist, so können diese Kosten der Kategorie «Durchleitungsrecht, Konzessionsabgaben, Leistungsaufträge» zugeordnet werden, andernfalls sind sie dem Bereich Energie anzulasten.

- **Lager und Beschaffung**

Betrieb und Verwaltung des Lagers sowie Güterbeschaffung. Das gekaufte Material (wie z.B. Kabel und andere Ersatzteile), welches dem Erhalt und Unterhalt des Netzes dient (Ersatzteile) wird der Kategorie «Instandhaltung Netz» zugeteilt. Die Leistungen für die Materialbeschaffungen (Identifizierung des Bedarfs an Material und der Dienstleistungen sowie von potentiellen Anbietern, Marktanalyse, Selektion der Anbieter und Vertragsverhandlungen, Ausführung der Kaufaufträge) und das Lager (Kosten für die Materiallieferung oder Vorratshaltung, Qualitätskontrollen am vorrätigen Material, Wertverluste des Lagermaterials) werden der Kategorie «Netzplanung und -bau» zugeteilt.

- **Verwaltung des Eigentums**

Verwaltungstätigkeit und Unterhalt der nicht-operativen Immobilien: Miete von Büroräumen, die für die Immobilien bezahlten Steuern und Abgaben, Dienste (Elektrizität, Gas und Wasser), Kosten für Unterhalt und Inspektion, Informatikkosten einschliesslich Sicherheit und Empfang. Diese Kosten werden den «Verwaltungskosten» zugeordnet.

- **Fahrzeuge und Transport**

Verwaltungskosten, Betrieb und Unterhalt des Geschäfts-Fahrzeugparks und mobile Anlagen, die mit dem Netz in Zusammenhang stehen. Diese Kosten (Ersatzteile, Unterhalt und Service, Benzin, Unfälle, etc.) werden gemäss einem Verteilschlüssel grösstenteils der Kategorie «Instandhaltung Netz» zugewiesen.

- **Prognose der Nachfrage**

Die Kosten, die mit der Prognose der Energienachfrage zusammenhängen, werden der Kategorie «Systemdienstleistungen» zugewiesen und die statistischen Berechnungen betreffend die Prognose der Kategorie «Messung, Datenerfassung» oder den Energiekosten. Es muss von Fall zu Fall entschieden werden, welcher Verteilschlüssel angewendet werden soll.

- **Customer service, call center**

Beantwortung von Kundenanfragen sowie Entgegennahme von mit dem Netz in Zusammenhang stehenden Reklamationen. Die mit dieser Tätigkeit zusammenhängenden Kosten werden der Kategorie «Verwaltungskosten» zugeteilt. Fragen und Probleme betreffend die Energie werden nicht dem Netz zugewiesen sondern den Energiekosten gemäss einem Verteilschlüssel.

---

<sup>12</sup> Artikel 15 Absatz 2 des StromVG: «Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere die Kosten für Systemdienstleistungen sowie für den Unterhalt der Netze».



## **B. Nicht anrechenbare Betriebskosten**

Die Kosten, die nicht in direktem Zusammenhang mit dem Netzbetrieb stehen, können nicht in die Berechnungen der Durchleitungspreise mit einbezogen werden:

- Marketing für Stromverkauf
- Investitionen in Erzeugungsanlagen
- Kostenumlagen ohne Bezug auf Netzbetrieb
- Kosten Einkauf und Verkauf von Energie
- Einspeisevergütungen (Durchlaufposten)
- Gebührenfreie Durchleitung (Durchlaufposten)
- Ausgleichsenergie (Durchlaufposten)
- Übrige Kosten ausserhalb des Netzbetriebs

### ▪ **Marketing**

Nach Meinung des VSE hängen die Marketing- und Vertriebskosten mit einem optimalen Netzbetrieb zusammen. Die Kunden müssen vom Betreiber des Netzes über die Möglichkeiten informiert und beraten werden. Folglich gehören diese Kosten, gemäss VSE, zu den Netzkosten.

E-Control betrachtet die Leistungen von Beratern sowie die Ausgaben für Marketing und Werbung nicht als Kostenbestandteile des Netzes. («Beratungsleistungen, Aufwendungen für Marketing und Werbung werden nicht als Kostenbestandteil berücksichtigt»).

Die Preisüberwachung, sowie auch andere europäische Regulatoren, steht den Marketingkosten kritisch gegenüber. Diejenigen Kosten, welche mit dem direkten Sponsoring von Sport- oder anderen Veranstaltungen zusammenhängen, akzeptiert sie nicht als Netzkosten. Sie dürfen demzufolge nicht in den Berechnungen des Durchleitungsentgelts mitberücksichtigt werden. Das gleiche gilt für die Kosten, die mit der Werbung für die Kundenakquisition und Produkteinführungen zusammenhängen, auch wenn sie erneuerbare Energie fördern. Diese Kosten sind dem Geschäftsfeld «Energie» anzulasten.

### ▪ **Einspeisung**

Gemäss dem VSE verursacht die dezentrale Einspeisung von Elektrizität von unabhängigen Herstellern dem Netzbetreiber zusätzliche Kosten, die bei den anrechenbaren Betriebskosten zu berücksichtigen sind.

Die Preisüberwachung hält dem entgegen, dass diese schon in den oben erwähnten, unterschiedlichen Kategorien der anrechenbaren Betriebskosten enthalten sind, falls die dezentralen Anlagen (Kleinproduzenten sowie Stromproduzenten unterschiedlicher Grösse und Typen) zusätzliche Kosten verursachen (z. B. Kompensation von Spannungsschwankungen, Optimierung der Netzstruktur und -regulierung, Einhaltung der Sicherheitsnormen, Planungs- und Betriebsaufwand, Kontroll- und Steuerungssystem, etc.). Sie separat zu berücksichtigen, käme einer doppelten Verrechnung gleich.

Diese Listen der anrechenbaren und nicht anrechenbaren Kosten sind weder abschliessend noch definitiv. Sie können mit zunehmender Erfahrung durch heute nicht erfasste, neue Kosten ergänzt werden.



### 3.3 Sanktionen

Um die Elektrizitätsunternehmen zu sanktionieren, welche Kosten bewusst falsch ausweisen oder die verfügbaren Informationen manipulieren um die tatsächliche Situation zu verschleiern, müssten Geldstrafen eingeführt werden.

Diese Sanktionen könnten auf den in Artikel 29 des StromVG stipulierten Strafbestimmungen basieren, welche Geldstrafen bis zu 100'000.- Franken für ein vorschriftswidriges Verhalten gegenüber der Regulierungsbehörde und deren Arbeit vorsieht. Insbesondere könnte Absatz c. bemüht werden für ein Elektrizitätsunternehmen, welches «*die kostenrechnungsmässige Entflechtung der Netzbereiche nicht oder falsch vornimmt (Art. 11)*» und Absatz d. für ein Elektrizitätsunternehmen, welches «*die Kosten für die Netznutzung in der Rechnung nicht oder falsch ausweist, oder für den Lieferantenwechsel widerrechtlich Kosten erhebt (Art. 12)*». Auch Absatz f. könnte für ein Elektrizitätsunternehmen, welches «*von den zuständigen Behörden verlangte Auskünfte verweigert oder unrichtige Angaben macht (Art. 25 Abs. 1)*» im Bereich der anrechenbaren Betriebskosten zur Anwendung gelangen.

Diese Sanktionsmöglichkeiten gegenüber den Elektrizitätsunternehmen sollten Anreiz zu korrekten und transparenten Berechnungen bieten und so dem Regulator die Analyse der Durchleitungsentgelte erleichtern.

### 3.4 Verteilschlüssel für die Gemeinkosten

In einem vertikal integrierten Unternehmen sind gewisse Tätigkeitsfelder Monopole (Durchleitung, Verteilung) und andere dem Wettbewerb unterworfen (Produktion, Handel, Verkauf). Es sollte vor Augen gehalten werden, dass keine Quersubventionierungen unter den verschiedenen Tätigkeitsfeldern erlaubt sind, da dies ein falsches Bild der unterschiedlichen Tätigkeitssektoren des Unternehmens vermitteln würde und vor allem kartellgesetzwidrig wäre, da Quersubventionen wettbewerbsverzerrend wirken. Um die Transparenz zu bewahren und Quersubventionen zu verhindern, müssten die Kosten mittels angemessenen Verteilschlüsseln den unterschiedlichen Tätigkeitsbereichen zugeteilt werden.

Die Elektrizitätsunternehmen wenden für die Gemeinkosten unterschiedliche Verteilschlüssel an und der VSE macht diesbezüglich auch Vorschläge. Die Verteilung dieser Kosten basiert jedoch immer auf der Kostenrechnung:

- Kostenartenrechnung ⇒ Erhebung der Kosten (Welche Kosten?)  
Bsp. Verkauf der Elektrizität, Verteilnetz, u.s.w.
- Kostenstellenrechnungen ⇒ Wo bzw. In welchem Kompetenzbereich entstanden die Kosten? (Wo treten die Kosten auf?)  
Bsp. Betrieb, Mittel-, Hochspannungsnetz
- Kostenträgerrechnung ⇒ Kostenverteilung auf die verschiedenen Produkte gemäss einem bestimmten Schlüssel (Warum treten Kosten auf?)





Beispiel eines Kostenverteilungsschlüssels gemäss dem VSE:

KOSTEN

Systemdienstleistungen  
Verteilkosten  
Verwaltungskosten  
Steuern, Abgaben und  
andere Leistungen an Gemeinwesen

VERTEILSCHLÜSSEL

Im Verhältnis zum Energieverbrauch



Dem Verursacherprinzip  
entsprechende Kriterien

Gemäss den uns zur Verfügung stehenden Informationen hat keine Regulierungsbehörde konkrete und allgemeingültige Verteilungsschlüssel für die Gemeinkosten vorgeschrieben.

Die E-Control verwendet zum Beispiel für die indirekten Kosten keinen generellen Verteilungsschlüssel, da die Unternehmensstrukturen ihrer Meinung nach zu unterschiedlich sind. Der österreichische Regulator bestimmt für jeden einzelnen Fall einen angemessenen Verteilungsschlüssel, abhängig von der Ursache der Kosten (Schlüsselung nach Personalaufwand, nach Umsatz, nach Anlagevermögen, etc.).

Die verschiedenen Elektrizitätsunternehmen sind also frei den von ihnen bevorzugten Schlüssel anzuwenden, insofern dieser vernünftig ist. Die Schwierigkeit einen allgemeinen Verteilungsschlüssel zu finden wird durch die Heterogenität der Unternehmensstruktur verursacht. Die Preisüberwachung wurde auch mit diesem Problem konfrontiert und war nicht in der Lage eine Liste der anzuwendenden Verteilungsschlüssel zu erstellen. Sie möchte jedoch festhalten, dass die Kosten stets nach dem Verursacherprinzip verteilt werden müssen (zum Beispiel prozentual zur pro Spannungsebene angeschlossenen Kundschaft, prozentual zu den gelieferten kWh, prozentual zum Arbeitsaufwand). Sie widersetzt sich folglich einem Verteilungsschlüssel in Funktion des Umsatzes, da dieser nicht dem Verursacherprinzip entspricht.

### 3.5 Maximale überwälzbare Anteile der verschiedenen Kostenkategorien

Gemäss der Preisüberwachung zur Verfügung stehenden Informationen wendet heutzutage keine europäische Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich einen fixen Prozentsatz oder eine «Spanne» an, um den maximalen Anteil der einzelnen Kostenkategorie zu bestimmen, da jedes Unternehmen einen Sonderfall darstellt.

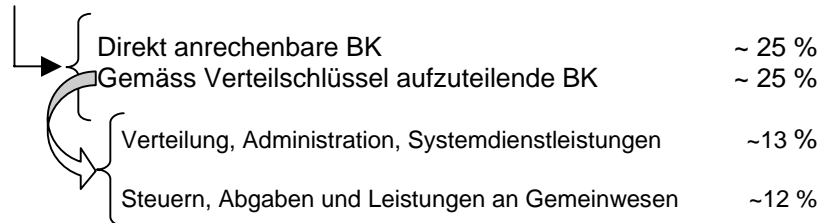
Würden prozentuale Kostenanteile akzeptiert, müssten diese unabhängig von der Organisationsform des Unternehmens sein (gewisse Unternehmen sind zum Beispiel Netzeigentümer, während andere das Netz mieten). Jedenfalls würde dies eine Kostenträgerrechnung mit standardisierten Konti und Leistungen bedingen («nicht mehr als x % der Totalkosten»), was momentan aber nicht möglich ist.

Die Preisüberwachung hat geprüft inwiefern für die einzelnen anrechenbaren Betriebskosten ein fixer, maximaler Prozentsatz bestimmt werden kann, immer darauf bedacht, dass die Situation der Elektrizitätsunternehmen sehr unterschiedlich ist. Zum Beispiel wird ein Unternehmen mit einem alten Netz mehr Unterhalts- und Personalkosten haben, während ein Unternehmen mit einem neuen Netz, das vielleicht stärker automatisiert ist, mehr «technische» Kosten aufweist.



Zusammenfassend kann man sagen, dass sich die Netznutzungskosten grosso modo aufteilen in:

- Amortisation ~ 25 %
- Kapitalverzinsung ~ 25 %
- Betriebskosten (BK) ~ 50 %



Ausgehend von der erworbenen Erfahrung wird die Schweizer Regulierungsbehörde dieses Schema sicher weiterentwickeln, welches im Moment lediglich als Ausgangspunkt für eine vertiefte Analyse dienen kann.

## 4 Minimale Versorgungsqualität

Artikel 6 Abs. 1 und Artikel 7 Abs. 1 StromVG stipulieren, dass die Betreiber der Verteilnetze die erforderlichen Massnahmen treffen müssen, damit sie den Kunden die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität liefern können. Artikel 22 Abs. 3 sieht vor, dass die EICom eine zuverlässige und preiswerte Versorgung sichert: *«Die EICom beobachtet und überwacht die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand und Unterhalt des Übertragungsnetzes sowie die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaften».*

Die StromVV erwähnt die Qualität verschiedentlich:

- *«Die Netzbetreiber legen transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Zuordnung von Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Netzbetreibern zu einer bestimmten Netzebene sowie für die minimale **Qualität** der Elektrizitätslieferung pro Netzebene fest.»* (Artikel 3, Abs.1 StromVV);
- *«Alle Netzbetreiber haben der EICom jährlich die international üblichen Kennzahlen zur Versorgungs**qualität** einzureichen, wie die durchschnittliche Unterbrechungsdauer („Customer Average Interruption Duration Index“ CAIDI), die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit des Systems („System Average Interruption Duration Index“ SAIDI) und die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit („System Average Interruption Frequency Index“ SAIFI).»* (Artikel 6, Abs. 2 StromVV);
- *«Zur Überprüfung der Netznutzungstarife und –entgelte sowie der Elektrizitätstarife führt die EICom Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern durch. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie berücksichtigt unterschiedliche, von den Unternehmen nicht beeinflussbare strukturelle Verhältnisse sowie die **Qualität** der Versorgung. Bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten berücksichtigt sie zusätzlich den Amortisierungsgrad. Sie bezieht internationale Vergleichswerte in die Überprüfung ein.»* (Artikel 19 Abs. 1).

Die Schweizer Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich hat also die Qualität der Versorgung zu berücksichtigen, die Gesetzgebung legt aber nicht genau fest, wie dies zu geschehen habe.



Auf europäischem Niveau kennen wir die Situation in Österreich, wo, in rechtlicher Hinsicht, die E-Control über keine gesetzlichen Grundlagen für eine Regulierung der Qualität verfügt. Der österreichische Regulator darf folglich von den Elektrizitätsunternehmen keine Qualitätsdaten einfordern. Im Gegensatz dazu ist dies der ECom möglich. Diese Informationen müssten aber den Unternehmen zur Verfügung stehen, was im Moment vor allem für die kleineren recht unwahrscheinlich erscheint.

Der Erhalt der Qualität der Versorgung ist nicht evident, da weder Gesetz noch Verordnung genaue Richtlinien und Parameter determinieren, die zu respektieren sind. Zunächst müsste somit die anzustrebende Qualität festgelegt werden, mithin Werte, die erreicht werden müssen. Ebenfalls nötig scheinen finanzielle Anreizmassnahmen (zum Beispiel Geldstrafen bei Nichterreichen des im Vorfeld definierten Qualitätsniveaus).

## 5 Fazit

Gegenstand dieser Analyse bilden die Zuteilung der Kosten auf die verschiedenen Tätigkeitsbereiche, die sie verursacht haben sowie die interne Verrechnung der Leistungen beziehungsweise deren klare und dokumentierte angemessene Aufteilung gemäss vernünftigen Verteilschlüsseln.

Da die Unternehmen untereinander keine Homogenität aufweisen, ist es auf den ersten Blick schwierig, präzise und klare allgemeingültige Regeln für die an das Schweizer Elektrizitätsnetz anrechenbaren oder nicht-anrechenbaren Kosten, die für alle Elektrizitäts-Unternehmen gültig sind, festzulegen.

Die Diskussionen mit dem österreichischen Regulator haben uns geholfen, die praktische Regulierungssituation besser zu fassen, d.h. die Art und Weise wie die ausländischen Regulatoren, welche schon lange aktiv sind, tatsächlich arbeiten.

Nach Ansicht der Preisüberwachung könnte die Liste des EMV-Projekts (die grosso modo jener des VSE entspricht), welche am vollständigsten ist und vernünftig erscheint, im Moment als Richtlinie dienen. Da nicht alle Kosten direkt einer Verrechnungseinheit zugewiesen werden können, sind Verteilschlüssel nötig, die weitmöglichst dem Verursacherprinzip entsprechen.

Uns stehen nicht genügend Mittel für eine vertiefte Analyse dieses Themas zur Verfügung. Selbst der österreichische Regulator (obwohl er «nur» 130 Unternehmen kontrollieren muss und über mehr Personal verfügt) hat auf die Erarbeitung einer Liste der anrechenbaren Betriebskosten verzichtet und zieht es vor, das Wahrheitsprinzip und das Prinzip der Kosteneffizienz sowie der Plausibilität der Beiträge zu befolgen, indem er sich auf die ihm zur Verfügung stehenden individuellen Buchhaltungsdokumente stützt. Eine Standardisierung aller Elektrizitätsunternehmen scheint aufgrund der vorangehend erläuterten Heterogenität vorerst sehr schwierig zu sein.

Die Preisüberwachung, als Regulator des Elektrizitätssektors bis zur Einführung des Bundesgesetzes über die Stromversorgung am 1. Januar 2008, hat erste Schritte auf dem Gebiet der dem Schweizer Elektrizitätsnetz anrechenbaren Betriebskosten unternommen. Sie konnte aus Mangel an konkreten Fällen im Bereich von Netznutzungsentgelten jedoch keine vertiefte Praxis erarbeiten. Erst mit der Einführung des StromVG sind die Elektrizitätsunternehmen nämlich gezwungen, die Netznutzungs- und Energietarife getrennt auszuweisen. Die Preisüberwachung wurde hingegen noch mit «all-inclusive»-Tarifen konfrontiert.

Die ECom wird wohl in den nächsten Jahren in der Lage sein eine genauere Methode für die Festlegung der dem Schweizer Elektrizitätsnetz anrechenbaren Betriebskosten zu erarbeiten. Sie wird sich auf die erworbene Erfahrung und auf vorliegendes Grobkonzept stützen können. Mit der Trennung der Tarife und dem buchhalterischen *unbundling* kann der Regulator die unterschiedlichen Netzkosten der Elektrizitätsunternehmen klar unterscheiden und versuchen, generelle Regelungen zu finden, die eine stringenter Analyse der Netznutzungsentgelte zulassen.



Die Preisüberwachung wünscht der ECom bei ihrer Aufgabe als Regulator im Elektrizitätsbereich viel Erfolg. Aufgrund unserer Erfahrung in diesem ziemlich schwierigen Gebiet empfehlen wir dem neuen Regulator:

- i. genügend Personal einzusetzen, um der Aufgabe gerecht werden zu können in Bezug auf die Quantität, aber auch in Bezug auf neue Fragestellungen, die sich ergeben werden;
- ii. eine Liste der anrechenbaren Betriebskosten auszuarbeiten, ausgehend von den Fällen, die ihr unterbreitet werden und den Entscheidungen, die sie treffen wird;
- iii. zu versuchen, die Buchhaltungen der verschiedenen Elektrizitätsunternehmen maximal zu standardisieren (indem standardisierte Haupt- und Hilfskostenstellen erstellt und Fragebogen verfasst werden) um die Analyse und die Arbeit des Regulators sowie auch einen Vergleich oder einen Benchmark zu erleichtern.



## Anhang

### Anhang 1

## Stromversorgungsgesetz (StromVG)

### Art. 14 Netznutzungsentgelt

- <sup>1</sup> Das Entgelt für die Netznutzung darf die anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen nicht übersteigen.
- <sup>2</sup> Das Netznutzungsentgelt ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten.
- <sup>3</sup> Für die Festlegung der Netznutzungstarife gilt:
  - a. Sie müssen einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln.
  - b. Sie müssen unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt sein.
  - c. Sie müssen im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.
  - d. Individuell in Rechnung gestellte Kosten sind auszuschliessen.
  - e. Sie müssen den Zielen einer effizienten Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen.
- <sup>4</sup> Die Kantone treffen die geeigneten Massnahmen zur Angleichung unverhältnismässiger Unterschiede der Netznutzungstarife in ihrem Gebiet. Falls diese Massnahmen nicht ausreichen, trifft der Bundesrat andere geeignete Massnahmen. Er kann insbesondere einen Ausgleichsfonds mit obligatorischer Beteiligung aller Netzbetreiber anordnen. Die Effizienz des Netzbetriebs muss gewahrt bleiben. Bei Zusammenschlüssen von Netzbetreibern besteht eine Übergangsfrist von fünf Jahren ab dem Zusammenschluss.
- <sup>5</sup> Die im Zusammenhang mit geltenden Wasserrechtsverleihungen (Konzessionsverträge) vereinbarten Leistungen, insbesondere die Energielieferungen, werden durch die Bestimmungen über das Netznutzungsentgelt nicht berührt.

### Art. 15 Anrechenbare Netzkosten

- <sup>1</sup> Als anrechenbare Kosten gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Sie beinhalten einen angemessenen Betriebsgewinn.
- <sup>2</sup> Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere die Kosten für Systemdienstleistungen sowie für den Unterhalt der Netze.
- <sup>3</sup> Die Kapitalkosten müssen auf der Basis der ursprünglichen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellkosten der bestehenden Anlagen ermittelt werden. Als Kapitalkosten anrechenbar sind höchstens:
  - a. die kalkulatorischen Abschreibungen;
  - b. die kalkulatorischen Zinsen auf den für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerten.
- <sup>4</sup> Der Bundesrat legt die Grundlagen fest zur:
  - a. Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten;
  - b. einheitlichen und verursachergerechten Überwälzung der Kosten sowie der Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen. Dabei ist der Einspeisung von Elektrizität auf unteren Spannungsebenen Rechnung zu tragen.



## Anhang 2

### EMV - Elektrizitätsmarktverordnung

Netzbetrieb	= Kosten und Verrechnung der Aufträge, die für die effiziente Führung des Netzes unter Einhaltung der Umwelt- und Sicherheitsvorschriften sowie der Netzqualität notwendig sind; Netzkontrolle; Erstellung und Pflege der für den geordneten Betrieb notwendigen Regelwerke und Schemen; Erstellung der Schaltprogramme für die Instandhaltung und Havariefälle; Erdungsmessungen, Fehlerortung.
Kommunikation im Netz	= Kosten und Verrechnung der Aufträge betreffend Betriebsdatenerfassung, Übermittlung, Aufbereitung, Auflösung von Funktionen des Netzbetriebs umfassend Fremdleistungen und Eigenleistungen; Fernwirk- und Netzkommando; Betriebstank.
Systemdienstleistungen	= Kosten betreffend Systemkoordination, Bilanzmanagement, Primärregelung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugerinnen, Spannungshaltung (inkl. Blindenergie), betriebliche Messung, Ausgleich der Wirkverluste.
Instandhaltung Netz	= Kosten und Verrechnung der Aufträge betreffend Inspektion, Wartung, Instandsetzung, Reparaturen umfassend Material, Fremdleistungen und Eigenleistungen; Störungsbehebung (inkl. Pikettdienst).
Netzplanung und -bau	= Kosten und Verrechnung der Aufträge betreffend nicht aktivierbare Leistungen (weiterhaltend und nicht wertvermehrend) umfassend Material, Fremdleistungen und Eigenleistungen; strategische und operative Netzplanung.
Messung, Datenerfassung	= Kosten und Verrechnung der Aufträge betreffend Ablesung, Datenaufbereitung und Plausibilisierung, Erfassung von Bewegungs- und Kundenstammdaten, Erstellen von Statistiken.
Fakturierung, Inkasso	= Anteilige Kosten an Fakturierung, Mahnespesen, Betreibungen, Debitorenverluste soweit auf den Netzbetrieb bezogen.
Installationskontrolle	= Kosten und Verrechnung der Aufträge für Planung und Ausführung der Kontrollen; im Rahmen der Vorschriften über die elektrischen Niederspannungsinstallationen, die administrative Bearbeitung der Sicherheitsnachweise, die Überwachung des Vollzugs sowie die Durchführung von Stichprobenkontrollen, bei welchen sich die Installationen als mängelfrei erweisen:
Dienstleistungen	= Mieten, Baurechtszinsen, Kulturschäden, Leasinggebühren, Beratung und Projektierung.
Versicherungen	= Betriebs- und Produkthaftpflicht, Maschinen, Feuer und Elementar, Diebstahl und Wasser, Betriebsunterbrechung, Fahrzeuge, EDV.
Qualitätssicherung	= Kosten und Verrechnung der Aufträge für Erstellung der Arbeitsunterlagen, Durchführung der Zertifizierung, Schulung des Personals und Überwachung der Einhaltung der Vorschriften.
Eigenverbrauch	= Kosten des Stroms für den Netzbetrieb (exkl. Ausgleich der Wirkverluste).
Verwaltungskosten	= Anteil des Netzes an Geschäftsleitung, Rechnungswesen, Controlling, Personalwesen, Rechttdienst, Informatik, Raumkosten (Zuweisung über verursachungsge-rechte Schlüssel).
Kosten Vorliegernetze	= Durchleitungsvergütungen, Systemdienstleistungen der Vorliegernetze.
Steuern und Abgaben	= Der Rechnungsperiode zuzurechnende Ertrags- und Kapitalsteuern für Bund, Kanton und Gemeinde, Handänderungssteuer.
Kosten aufgrund Auflagen des Elektrizitätsmarktgesetzes	= Auflagen gemäss Artikel 6 Absatz 5 des Gesetzes; Erfüllung der Berichterstattungs- und Auskunftspflicht zum Vollzug des Gesetzes. Ausschliesslich für die schweizerische Netzgesellschaft; Kosten aufgrund Artikel 26 Ziffer 4 und Artikel 29 des Gesetzes.
Durchleitungsrechte, Konzessionsabgaben, Leistungsauftrag	= Abgaben an Gemeinden für die Nutzung von öffentlichem Grund und Boden für die Durchleitung, Benützungsggebühr (z.B. für Traföräume), Abgaben an Dritte für die Durchleitung; kostenwirksame Leistungen im Rahmen von Leistungsaufträgen gemäss Artikel 11 Absatz 1 des Gesetzes.

Quelle: EMV (Elektrizitätsmarktverordnung), Vernehmlassungsentwurf vom 5. Oktober 2001, Anhang 1



## Anhang 3

	OME / EMV	ASE / VSE	e-control A	NVE N	CRE F	EMV <sup>*</sup> Fin	AEEG I	BNazFA D	OFGEM UK	AER AU	LAP/E OAp/EI
<b>Coûts d'exploitation imputables</b>											
Exploitation du réseau	X	X	X						X		X
Communication dans le réseau	X	X							X		X
Services-système	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X
Maintenance du réseau	X	X	X			X			X	X	X
Planification et construction du réseau	X	X	X			X	X	X	X	X	X
Comptage <sup>*</sup> , recensement des données	X	X	X			X			X	X	X
Facturation, encaissement <sup>*</sup>	X	X	X	X	X	X			X	X	X
Contrôle des installations <sup>o</sup>	X	X	X			X			X	X	X
Services <sup>*</sup>	X	X				X			X	X	X
Assurances <sup>*</sup>	X	X							X	X	X
Assurance de la qualité <sup>*</sup>	X	X							X	X	X
Consommation propre <sup>*</sup>	X	X				X			X	X	X
Coûts administratifs <sup>*</sup>	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Coûts des réseaux en amont	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Impôts et taxes <sup>*</sup>	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Coûts imputables aux conditions inscrites dans la loi y compris régulateur	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Droits d'achèvement, redevances de concession, mandats de prestations	X	X								X	X
Amortissements	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

\* veiller à une répartition correcte des coûts  
<sup>o</sup> les contrôles des installations auprès des maisons ne doivent pas être pris en considération

Observation:

Si dans une case du tableau ci-dessus il n'y a pas de croix, cela ne signifie pas toujours que le régulateur ne considère pas ces coûts d'exploitation, mais quelque fois cela veut dire que nous n'avons pas trouvé d'information.

pas sûr

pas sûr

Distribution Business

Direct activities Indirect activities



## Anhang 4

### Netzkosten gemäss VSE

#### Coûts par niveau de réseau

##### Total des frais financiers

- Amortissements incorporés
- Intérêts incorporés
- Coûts incorporés du risque (risques calculés)

##### Total des coûts d'exploitation

- Exploitation du réseau
- Entretien
- Réseau en amont
- Coûts imputables divers
- Pertes ohmiques (niveaux 2-7)
- Compensations entre gestionnaires du réseau

##### Total des coûts de vente et d'administration

- Contrôle d'installation (partie souveraine)
- Mesure, saisie des données pour décompte client
- Facturation, encaissement
- Coûts de marketing et vente
- Management, administration, taxes
- Compensation différences des années précédentes
- Payements compensatoires pour équilibre des tarifs de transit

##### affectation coûts selon modèle de répercussion

- = calculé de manière linéaire sur la durée d'utilisation.
- = calculés sur la fortune nécessaire à l'exploitation et le WACC.
- = tiennent compte de risques d'entreprise non prévisibles et non quantifiables.

##### affectation coûts selon modèle de répercussion

- = gestion efficiente du réseau, communication dans le réseau, planification du réseau, mesures d'exploitation, télécommande et commande de réseau, radiocommunication, consommation propre de courant, assurance qualité et planification, service système des réseaux de distribution.
- = matériel, prestations de tiers et propres.
- = répartitions de l'acheminement facturées y compris prestations-système des exploitants de réseau en amont.
- = locations, intérêts sur droits de superficie, dommages occasionnés aux cultures, primes de leasing, conseils et établissement de projets, droits d'acheminement, indemnisation, assurance-choses.
- = pertes de transformation, de transport et de distribution.
- = charges et bonifications en relation avec des mesures cantonales ou régionales de compensation des tarifs.

##### affectation des coûts selon d'autres critères

- = avis et surveillance des appels de contrôle, pour prescriptions sur installation électrique basse tension; traitement administratif des documents de sécurité, exécution de contrôles par sondages.
- = relevé, préparation des données et contrôle, communication de renseignements.
- = saisie de données de trafic et de base clients, établissement de statistiques, part des coûts de facturation, rappels, poursuites, pertes sur débiteurs.
- = les clients doivent être conseillés et informés sur les possibilités par l'exploitant du réseau.
- = direction, comptabilité, controlling, service du personnel, service juridique, informatique, frais de locaux, taxes pour autorisations.
- = différences de couverture dues à des variations de coûts et de quantités.
- = charges et bonifications en relation avec des mesures cantonales ou régionales de compensation des tarifs.





<b>Total des coûts des services-système</b>	<b>affectation des coûts proportionnellement à l'énergie consommée</b>
Régulation de fréquence et de puissance active	= réglage primaire, secondaire et tertiaire.
Régulation de tension	
Compensation d'énergie	= adaptation de la consommation de la part de l'exploitant du réseau de distribution.
Réserve permanente	
Démarrage sans tension extérieure et exploitation en îlotage	
Administration des échanges d'énergie	= élaboration et gestion des programmes qui sont nécessaires aux gestionnaires de réseau pour assurer le réglage.
Compensation des pertes de transport	
Mesure d'exploitation, transmission et gestion de données	= installation, exploitation et entretien des appareils de mesure ainsi que les dispositifs de transmission de données pour l'utilisation du réseau. Contient aussi les coûts du service de coordination pour l'accès au réseau.
Compensation d'énergie réactive	= exploitation d'une installation de compensation de courant réactif.
<b>Total des impôts et taxes</b>	<b>affectation des coûts selon d'autres critères</b>
Impôts sur le capital et le bénéfice	= une SA paye des impôts sur le capital et sur le bénéfice (revenu).
Redevances à l'autorité compétente	= taxes aux collectivités publiques (à payer) sont normalement basées sur des décrets.
Droits de concession	= rémunèrent le droit de poser des lignes et des câbles sur des biens-fonds et terrains publics.
Injection décentralisée	= électricité de producteurs indépendants qui crée des frais supplémentaires pour l'exploitant de réseau
Redevances pour la surveillance OFEN, EICom	= couvrent les frais des autorités pour la surveillance, le contrôle et les prestations.



Anhang 5

**Ofgem: Distribution Business**

<p><b>Direct Activities p.18</b></p> <p>activities which involve physical contact with system assets:</p>	<p><b>Indirect Activities p.19</b></p> <p>activities which do not involve physical contact with system assets:</p>
<p>Load-related New Connections &amp; Reinforcement</p> <p>Non-load non-fault new &amp; replacement assets</p> <p>Faults capitalised</p> <p>Non-operational New Assets &amp; Replacement</p> <p>Faults expensed</p>	<p>The cost of performing indirect activities should include all labour, materials, contractors and any other costs that have not been incurred on performing direct activities.</p> <p>= Processes and tasks involved in the development and review of environmental, technical and engineering policies, and including R&amp;D.</p> <p>= Processes and tasks involved in the strategic planning of the distribution network at all voltages; and detailed engineering design of new connections, extensions and changes to the distribution network at all voltages.</p> <p>= The office-based activities of engineering and clerical support staff managing or assisting the employee working in the field (i.e. field staff) on system assets.</p> <p>= The activity of obtaining, managing and administering wayleaves (access to property granted by a landowner for up to one year for a consideration), substation rents, easements and servitudes.</p> <p>= Operational management and control of the network.</p>
<p>= New system assets installed on the network as a result of a new customer connection; reinforcement as a result of a new connection; and general reinforcement required due to changes in demand on the system.</p> <p>= Installation of new assets and the planned installation of replacement assets for reasons other than either fault replacement or load-related reasons: condition-based non-fault, quality of service, safety, environment, visual amenity, resilience, non rechargeable diversions, easements/servitudes.</p> <p>= Fault expenditure which the DNO has capitalised. = Fault capex (capital expenditure -&gt; fixed assets): replacing assets.</p> <p>= Fault expenditure which the DNO has expensed. = Fault opex (operating expenditure -&gt; day to day operations): does not include any asset replacement.</p>	<p>Network Policy (inc R &amp; D)</p> <p>Network Design &amp; Engineering</p> <p>Engineering Management &amp; Clerical Support</p> <p>Wayleaves Administration</p> <p>Control Centre</p>



<p>Inspections &amp; Maintenance (exc. Tree cutting)</p> <p>Tree Cutting</p>	<p>= Inspection: visual checking of the external condition of assets (helicopter and foot patrols, asset surveys, reading gauges). Maintenance: invasive examination of plant and equipment (oil pumping; oil for fluid filled cables; diesel generation costs; environmental clear-ups; painting of towers; substations; plant; functional testing of plant &amp; equipment; use of diagnostic testing equipment to assess the condition of plant and equipment; minor repairs carried out at the same time as the maintenance visit; remedial work; provision of electricity for substations).</p> <p>= Activity of physically felling or trimming vegetation from around network assets.</p>
<p>System Mapping - Cartographical</p>	<p>= The activity of mapping of the network and operational premises of the network to geographical locations.</p>
<p>Customer Call Centre (inc Compensation Claims Administration)</p>	<p>= The activity of managing and operating stores and procurement of goods, materials and services.</p>
<p>Stores &amp; Procurement</p>	<p>= The activity of managing, providing and maintaining non-operational premises.</p>
<p>Vehicles &amp; Transport</p>	<p>= The activity of personnel management for all staff and the training of office-based staff.</p>
<p>Information Technology &amp; Telecoms</p>	<p>= The activity of training of staff involved in direct activities and the activity of promoting and maintaining health and safety of employees, contractors, customers and the public.</p>
<p>Property Management</p>	<p>= Performing the statutory, regulatory and internal management cost and performance reporting requirements; and customary financial and regulatory compliance activities for the DNO.</p>
<p>Human Resources &amp; Non-Operational Training</p>	<p>Health &amp; Safety and Operational Training</p>
<p>Finance and Regulation</p>	<p>CEO &amp; Group management / Legal &amp; Company Secretary / Community Awareness</p>



## Anhang 6

### E-Control

#### **Betriebskosten**

---

Materialaufwand - davon vorgelagerte Netzkosten - davon sonstiger Materialaufwand	= Die vorgelagerten Netzkosten setzen sich aus allen an vorgelagerte Stromnetzbetreiber entrichtete Netztarifkomponenten für die Netznutzung zusammen (z.B. Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt, Bruttokomponente, 110 kV Pauschale, Messentgelt, (Struktur-) Ausgleichszahlungen, nicht aber etwaige Systemdienstleistungsentgelte, die dem Erzeugungsbereich zuzuordnen wären).
Personalaufwand	= ist grundsätzlich durch eine direkte Zuordnung der Mitarbeiter zu den Aktivitäten aufzuteilen.
Abschreibungen	= Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen sind aufgrund der handelsrechtlichen Nutzungsdauern zu berechnen und möglichst direkt den Bereichen zuzuordnen.
Sonstiger betrieblicher Aufwand	= sind hinsichtlich ihrer Aktivitätenzuordnung zu überprüfen. Beratungsleistungen, Aufwendungen für Marketing und Werbung werden nicht als Kostenbestandteil berücksichtigt.
Umlagen (Leistungsverrechnung)	= eine direkte Zuordnung der Kosten hat zu erfolgen und nur in Ausnahmefällen, das heisst, nur dort wo keine direkte Zuordnung sinnvoll ist, sind die Kosten durch Umlagen weiterzuerrechnen.



## Literaturverzeichnis

- AEEG (2005): Relazione annuale alla commissione europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas
- AEEG (2005): Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione
- AER (2002): National regulatory reporting for electricity distribution and retailing business; Utility Regulators Forum, discussion paper
- AES (2004): Comptabilité analytique d'exploitation des entreprises électriques; AES-Manuel; édition 2.1
- AES (2004): Présentation des comptes et reporting des entreprises partenaires; AES-Manuel; édition 2.1
- AES (2005): Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber. Bericht der Kommission für Fragen der Kostenrechnung
- BNetzA (2006): Erhebungsbogen für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und von Übertragungsnetzen
- CRE (2005): Exposé des motifs (mimeo)
- E-Control (2007): Erhebungsbogen Stromnetzbetreiber (für das Geschäftsjahr 2006)
- E-Control: Erläuterung zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006
- EMV (2004): Guidelines for assessing reasonableness in pricing of electricity distribution network operations for 2005-2007 (traduction non officielle)
- Jamasb T. et Pollitt M. (2007): Incentive Regulation and Benchmarking of Electricity Distribution Networks: From Britain to Switzerland
- Kähr Marco (2007): Vom betrieblichen Rechnungswesen zu den Netzkosten; EUROFORUM Energiefachtagung, Presentation BKW FMB Energie AG, Bern
- Li F., Tolley D., Prasad Padhy N. et Wang J. (2005): Network benefits from introducing an economic methodology for distribution charging; University of Bath
- NVE: Financial and technical reporting
- Ofgem (2005): Electricity Distribution Cost Review 2004/05
- Ofgem (2006): Electricity Distribution Price Control Review. Price control cost reporting rules: Instructions and Guidance (version 2.1)
- Ofgem (2006): Transmission Price Control Review. Initial Proposals
- Ofgem (2008): Delivering the electricity distribution structure of charges
- Surveillance des prix (2001): Rapport annuel 2001
- Surveillance des prix (2006): Rétribution de l'utilisation du réseau. Détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse.
- Wild, Jörg (2001): Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung: Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz (vdf)



## **Gesetzestexte, Verordnungen und Botschaften**

Preisüberwachungsgesetz (PüG), SR 942.20

Mitteilung über das Elektrizitätsmarktgesetz (7. Juni 1999)

Elektrizitätsmarktgesetz (EMG; am 22. September 2002 abgelehnt)

Elektrizitätsmarktverordnung (EMV; Verordnung zum EMG)

Mitteilung über das Stromversorgungsgesetz (3. Dezember 2004)

Stromversorgungsgesetz (StromVG; Version vom 23. März 2007)

Stromversorgungsverordnung (StromVV; Version vom 14. März 2008)