



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'economia DFE

**Sorveglianza dei prezzi SPR**

# **Costi d'esercizio computabili della rete elettrica in Svizzera**

Berna, maggio 2008



# Indice

<b>Elenco delle abbreviazioni .....</b>	<b>2</b>
<b>Compendio.....</b>	<b>3</b>
<b>1 Il mutamento in atto nel mercato svizzero dell'energia elettrica .....</b>	<b>5</b>
1.1 Apertura del mercato dell'energia elettrica.....	5
1.2 Preminenza della trasparenza.....	5
<b>2 Eterogeneità della rete di approvvigionamento .....</b>	<b>6</b>
2.1 Eterogeneità e differenze dei costi sistemici .....	6
2.2 Studi comparativi di efficienza.....	7
<b>3 Costi della rete di distribuzione .....</b>	<b>9</b>
3.1 Aspetti giuridici .....	9
3.2 Costi d'esercizio computabili e non computabili.....	9
3.2.1 A livello svizzero ed europeo .....	9
3.2.2 Posizione della Sorveglianza dei prezzi .....	12
3.3 Sanzioni.....	15
3.4 Chiave di ripartizione per i costi generali.....	15
3.5 Quote massime attribuibili alle diverse categorie di costi.....	16
<b>4 Livello qualitativo dell'approvvigionamento.....</b>	<b>17</b>
<b>5 Conclusioni .....</b>	<b>18</b>
<b>Allegati.....</b>	<b>20</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>28</b>
<b>Testi di leggi, ordinanze e messaggi.....</b>	<b>29</b>



## Elenco delle abbreviazioni

AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (autorità di regolazione in Italia)
AER	Australian Energy Regulator (autorità di regolazione in Australia)
AES	Associazione delle aziende elettriche svizzere
BNetzA	Bundesnetzagentur (autorità di regolazione in Germania)
CER	Commission for Energy Regulation (autorità di regolazione in Irlanda)
CRE	Commission de Régulation de l'Energie (autorità di regolazione in Francia)
E-Control	Autorità di regolazione in Austria per l'energia elettrica e il gas
EICom	Commissione federale dell'energia elettrica (autorità di regolazione in Svizzera dall'entrata in vigore della LAEI)
EMV	Energiamarkkinavirasto (autorità di regolazione in Finlandia)
LAEI	Legge sull'approvvigionamento elettrico, RS 734.7
LMEE	Legge sul mercato dell'energia elettrica (respinta il 22 settembre 2002)
LSPr	Legge sulla sorveglianza dei prezzi, RS 942.20
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat (autorità di regolazione in Norvegia)
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (autorità di regolazione in Gran Bretagna)
OMEE	Ordinanza sul mercato dell'energia elettrica (ordinanza relativa alla LMEE)
P-LAEI	Progetto di legge sull'approvvigionamento elettrico (versione del 3 dicembre 2004)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (= CMPC, ossia costo medio ponderato del capitale)



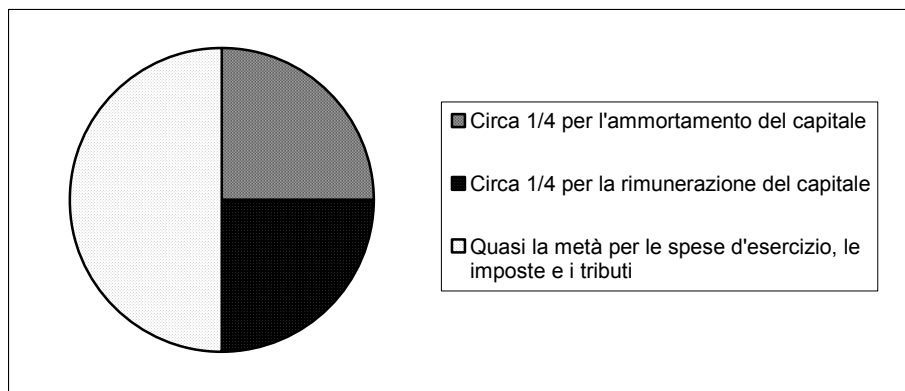
## Compendio

Nel corso dell'autunno 2002, il popolo svizzero ha respinto la legge sul mercato dell'energia elettrica. L'estate successiva, il 17 giugno 2003, con la decisione inerente al caso delle Aziende Elettriche Friburghesi (Entreprises Electriques Fribourgeoises) contro la Watt/Migros (DTF 129 II 497), il Tribunale federale ha riconosciuto l'apertura del mercato dell'energia elettrica in base alla legge sui cartelli. Fino all'introduzione della legge sull'approvvigionamento elettrico, la competenza in materia di regolazione dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete spettava alla Sorveglianza dei prezzi. Dal 1° gennaio 2008, in seguito all'introduzione di questa legge, la Sorveglianza dei prezzi beneficia di un diritto di raccomandazione nei confronti della Commissione dell'energia elettrica (EiCom), nuova autorità di regolazione in questo ambito.

Secondo la Sorveglianza dei prezzi, le componenti dei costi derivanti dall'utilizzazione della rete sono approssimativamente le seguenti (cfr. grafico I):

- l'**ammortamento** della rete (circa un quarto dei costi di rete);
- la **rimunerazione del capitale** investito (quasi un quarto dei costi di rete, in funzione dell'importo di capitale fruttifero e del tasso d'interesse);
- le **spese di esercizio** comprendenti gli oneri di esercizio, la manutenzione, la sorveglianza e le prestazioni di servizio relative al sistema, oltre ai tributi e alle prestazioni fornite agli enti pubblici, come la distribuzione degli utili, le imposte, le prestazioni gratuite e i tributi di concessione (quasi la metà dei costi).

Grafico I: Composizione approssimativa dei costi di utilizzazione della rete



Con i costi del capitale (ammortamento e remunerazione del capitale), i costi d'esercizio rappresentano pertanto uno degli elementi cardine per stabilire un adeguato corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Il presente scritto mira a definire le spese di esercizio computabili della rete elettrica in Svizzera, così da fornire un contributo determinante ai fini del calcolo del corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

In occasione dell'incontro tra la Sorveglianza dei prezzi e E-Control – regolatore austriaco – nonché tramite la raccolta di documenti pubblicati dalle diverse autorità di regolazione estere, abbiamo constatato che ad un primo esame nessuna di queste ultime disponeva di un elenco dettagliato ed esaustivo dei costi computabili delle reti elettriche, bensì soltanto di criteri generali per la loro analisi. Un tratto comune ai diversi approcci è comunque rappresentato dal rispetto del principio di causalità e della trasparenza. Tuttavia, sul piano attuativo sussistono delle differenze.

La Sorveglianza dei prezzi ha evidenziato le categorie di costi che, a suo parere, derivano dalle prestazioni direttamente connesse alla gestione della rete elettrica, in considerazione della normativa di riferimento (legge sulla sorveglianza dei prezzi, legge e ordinanza sul mercato dell'energia elettrica nonché legge e ordinanza sull'approvvigionamento elettrico), delle decisioni di autorità europee preposte alla regolazione del settore dell'energia elettrica, dell'applicazione pratica delle teorie presentate



nella manualistica, come pure delle perizie svolte da esperti per conto di autorità di regolazione e aziende operanti nel settore dell'energia elettrica.

L'elenco dei costi computabili della rete elettrica, approvato dalla Sorveglianza dei prezzi, praticamente corrisponde a quello proposto nel progetto dell'ordinanza relativa alla legge sul mercato dell'energia elettrica. L'elenco viene considerato adeguato per i seguenti motivi:

- vengono presi in considerazione unicamente i costi necessari per l'esercizio di una rete efficiente;
- si tratta dell'elenco maggiormente esaustivo ed è stato elaborato da esperti nel quadro del progetto di apertura del mercato, nel 2002;
- dal confronto con gli elementi definiti dalle autorità europee di regolazione del settore dell'energia elettrica, quelli contemplati da questo elenco risultano plausibili;
- i diversi costi computabili sono stati determinati tenendo conto delle disposizioni giuridiche, della prassi normativa europea e delle pubblicazioni scientifiche.

Per le spese generali, la Sorveglianza dei prezzi ha cercato di stabilire delle chiavi di ripartizione efficienti, e di fissare il valore percentuale massimo raggiungibile dai costi computabili della rete. Purtroppo non ha potuto valersi del lavoro svolto dai regolatori esteri poiché, a causa dell'eterogeneità delle aziende elettriche, nessuno di essi fissa delle norme in tale ambito.

La Sorveglianza dei prezzi ha mosso i suoi primi passi nel settore dei costi d'esercizio computabili e ha sviluppato una base di analisi che consente di verificare la plausibilità dei valori proposti dalle aziende elettriche. Pur non trattandosi di un metodo definitivo, può essere utilizzata come punto di partenza per l'analisi più approfondita che dovrà essere svolta dal nuovo regolatore (EiCom). L'esperienza che quest'ultimo maturerà nel corso dei prossimi anni sarà utile a tale scopo.

La Sorveglianza dei prezzi augura alla EiCom un pieno successo nella sua funzione di regolatore del settore dell'energia elettrica. Sulla scorta dell'esperienza che abbiamo maturato in quest'ambito, piuttosto difficile, consigliamo al nuovo regolatore di:

- i. disporre di personale a sufficienza per affrontare i suoi compiti, non soltanto sotto il profilo quantitativo, ma anche in previsione dei nuovi problemi che si presenteranno;
- ii. definire un elenco di costi d'esercizio computabili, sulla base dei casi che le saranno sottoposti e delle decisioni che prenderà;
- iii. nei limiti del possibile, tentare una standardizzazione della contabilità delle diverse aziende elettriche (creando centri di costo principali e ausiliari standard e redigendo un questionario) allo scopo di facilitare l'analisi e il lavoro del regolatore, come pure i confronti o i riferimenti a benchmark.

Il presente scritto riveste carattere provvisorio. I parametri presentati vengono applicati dalla Sorveglianza dei prezzi in occasione dei controlli relativi ai corrispettivi per l'utilizzazione della rete.

Il presente documento è stato elaborato da Pamela Pestoni, economista in seno alla Sorveglianza dei prezzi, con la collaborazione di Beat Niederhauser, economista e capo dell'unità amministrativa.

Berna, maggio 2008



# 1 Il mutamento in atto nel mercato svizzero dell'energia elettrica

## 1.1 Apertura del mercato dell'energia elettrica

Con l'entrata in vigore – il 1° gennaio 2008 – della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) e della relativa ordinanza (OAEI) – il 1° aprile 2008 – assistiamo all'apertura del mercato dell'energia elettrica<sup>1</sup>. Ciò avverrà in due fasi:

1. durante la prima fase di apertura (2009–2013), avranno accesso al mercato i consumatori finali con un consumo annuale > 100'000 kWh. Secondo l'articolo 6 LAEI, i gestori delle reti di distribuzione hanno l'obbligo di prendere i provvedimenti necessari affinché possano fornire ai consumatori fissi finali e ai consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete la quantità desiderata di energia elettrica a tariffe adeguate;
2. durante la seconda fase di apertura (dal 2014), tutti i consumatori finali potranno scegliere liberamente il loro fornitore di corrente elettrica. Tuttavia, l'apertura totale del mercato potrà ancora essere sottoposta a referendum facoltativo.

La rete ad altissima tensione (220/380 kV) verrà amministrata da una società nazionale di gestione che dovrà rimanere sotto controllo svizzero. A questo scopo, le grandi compagnie sovregionali hanno già creato la società Swissgrid, nelle cui mani – trascorsi cinque anni dall'entrata in vigore della legge – passerà la rete ad altissima tensione.

Le nuove basi legali obbligheranno le aziende elettriche a presentare i loro tariffari distinguendo il prezzo dell'energia da quello dell'utilizzazione della rete, conformemente all'articolo 6 capoverso 3 LAEI: «... I tariffari per l'energia elettrica sono fissi per almeno un anno e sono pubblicati suddivisi in "utilizzazione della rete", "fornitura di energia", "tasse" e "prestazioni a enti pubblici"».

La componente tariffaria corrispondente all'utilizzazione della rete viene calcolata secondo gli articoli 14 *Corrispettivo per l'utilizzazione della rete* e 15 *Costi di rete computabili* della LAEI (v. allegato 1). Considerato che l'articolo 14 della legge fa riferimento ai costi computabili, occorrerebbe procedere alla loro definizione.

## 1.2 Preminenza della trasparenza

Per garantire che il corrispettivo per l'utilizzazione della rete elettrica sia adeguato sotto il profilo economico, è necessaria una classificazione trasparente dei costi.

Il problema di un'autorità di regolazione consiste nello stabilire quali siano i costi efficienti realmente legati alla rete e perciò determinanti al fine di fissare il corrispettivo per l'utilizzazione di quest'ultima. Di conseguenza, occorre attuare una disaggregazione (*unbundling*) dell'attività di gestione della rete dagli altri settori di attività.

In seno ad un'azienda, ogni settore di attività (produzione, trasporto, distribuzione, vendita → nel caso di un'integrazione verticale; gas, acqua, energia elettrica → nel caso di un'integrazione orizzontale) deve autofinanziarsi: vale a dire che esso deve coprire i propri costi evitando qualsiasi sovvenzione trasversale (art. 10 LAEI). È importante che i costi siano attribuiti anzitutto secondo il principio di causalità. Perciò occorre applicare alle spese generali una chiave di ripartizione che le attribuisca in modo razionale, oggettivo e trasparente.

---

<sup>1</sup> Il 17 giugno 2003, con la decisione inerente al caso delle Aziende Elettriche Friburghesi contro la Watt/Migros (DTF 129 II 497), il Tribunale federale ha riconosciuto l'apertura del mercato dell'energia elettrica in base alla legge sui cartelli. Da allora, ogni azienda elettrica è obbligata a mettere la sua rete elettrica a disposizione di un altro fornitore di energia.



Per l'autorità di regolazione il compito più difficile consiste nello stabilire se i costi rilevati siano quelli effettivi e minimi della rete oppure se essi siano stati gonfiati – intenzionalmente o meno – per giustificare tariffe di transito più elevate. I costi d'esercizio ammessi devono corrispondere a quelli che risulterebbero da una gestione efficiente della rete. In altri termini, si tratta di attenersi ai principi seguenti:

- l'azienda elettrica deve operare come se si trovasse in una situazione di concorrenza, dunque in competizione con altri fornitori. Essa deve pertanto ottimizzare il suo budget, così da rimanere competitiva nel suo settore di attività;
- le infrastrutture messe a disposizione dall'azienda elettrica devono essere efficienti e performanti, tuttavia restando nei limiti dello stretto necessario (evitare gli eccessi).

## 2 Eterogeneità della rete di approvvigionamento

### 2.1 Eterogeneità e differenze dei costi sistemici

Confrontando diverse aziende elettriche, svizzere ed estere, l'autorità di regolazione può valutare, su un piano generale, quali costi sono presi in considerazione. Tuttavia, questo approccio presenta anche degli svantaggi, dovuti alla mancanza di uniformità delle aziende elettriche.

Tale eterogeneità determina differenze di costi sistemici tra le diverse aziende di distribuzione. Secondo Jörg Wild <sup>2</sup>, i fattori di importanza principale sono i seguenti:

#### 1. Livello di carico della rete

*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. Consumo medio dell'utenza

*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, pagg. 219-227



### 3. Densità dell'utenza nell'area abitata

*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. Caratteristiche topografiche dell'area di approvvigionamento

*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.*

Sul piano normativo occorre tener conto dell'influsso che tutti i fattori suddetti esercitano su ogni azienda e sul suo settore di attività, caratterizzandoli in modo differente.

Sussiste pertanto un fattore di eterogeneità, relativo ai costi sostenuti dalle aziende elettriche, che deve essere tenuto in considerazione al fine di consentire alle aziende la copertura totale dei loro costi. Vi sono ad esempio aziende elettriche dotate di una rete nuova, che abbisogna di un mantenimento minimo. Ciò comporta bassi costi di manutenzione, ma anche un'elevata quantità di beni immobilizzati che determinano costi di capitale. Mentre altre aziende, con una rete più vecchia, potrebbero essere confrontate con maggiori costi di manutenzione ma con costi derivanti da beni immobilizzati minori o inesistenti e, di conseguenza, scarsi o inesistenti costi di capitale, ciò in virtù del totale o parziale ammortamento della rete. Si tratta di due situazioni molto diverse tra loro, pur essendo entrambe giustificate.

## 2.2 Studi comparativi di efficienza

Secondo l'OAEI:

Art. 19 Studi comparativi di efficienza, verifica delle tariffe per l'utilizzazione della rete e per l'elettricità

<sup>1</sup> *Per verificare i tariffari e i corrispettivi per l'utilizzazione della rete nonché le tariffe dell'elettricità, la EICom<sup>3</sup> effettua studi comparativi di efficienza fra i gestori di rete. A tal fine, collabora con le cerchie interessate. Tiene conto di condizioni strutturali su cui le imprese non possono influire, nonché della qualità dell'approvvigionamento. Nel confrontare i costi computabili tiene altresì conto del grado di ammortamento. Nella verifica fa riferimento ai valori comparativi internazionali.*

<sup>2</sup> *Dispone che i guadagni ingiustificati dovuti a corrispettivi per l'utilizzazione della rete o a tariffe dell'elettricità troppo elevati siano compensati mediante riduzione delle tariffe per l'utilizzazione della rete o delle tariffe dell'elettricità.*

---

<sup>3</sup> La EICom verifica i corrispettivi per l'utilizzazione delle reti e i tariffari "tutto compreso" (*all-inclusive*) dell'energia elettrica per i clienti finali fissi. Invece, per gli utenti aventi diritto al transito di energia elettrica (consumo annuale superiore a 100 MWh) essa non è competente in materia di controlli del prezzo dell'energia elettrica, poiché questi ultimi sono in situazione di concorrenza.





La Sorveglianza dei prezzi è favorevole allo svolgimento di studi comparativi di efficienza fra i gestori di rete (confronti interaziendali) da parte del regolatore, finalizzato al controllo dei corrispettivi per il transito. È però necessario evitare che:

- i. i confronti si basino esclusivamente sui costi d'esercizio computabili, poiché ciò equivarrebbe a utilizzare come benchmark un'azienda la cui rete è nuova e i cui costi d'esercizio sono relativamente bassi. Pertanto, sarebbe scorretto confrontare con questo benchmark un'azienda con una rete meno recente, con costi di manutenzione e di mantenimento elevati;
- ii. i confronti si basino esclusivamente sul costo dei capitali, poiché ciò equivarrebbe a utilizzare come benchmark un'azienda la cui rete è già stata ammortizzata in misura considerevole e i cui costi derivanti dal capitale sono relativamente bassi. Pertanto, sarebbe scorretto confrontare con questo benchmark un'azienda con una rete più recente, con costi del capitale elevati.

Dei criteri di efficienza devono quindi essere integrati al processo di determinazione dei corrispettivi per il transito. La Sorveglianza dei prezzi aveva già proposto nel 2001<sup>4</sup>, in risposta al principio "cost plus"<sup>5</sup> puro, l'utilizzo di un metodo di regolazione basato su dei confronti interaziendali (benchmarking<sup>6</sup>), esercitando una certa pressione sui costi dei gestori di rete.

Gli studi comparativi di efficienza devono essere basati su dei valori standardizzati che devono essere determinati dal regolatore. Il benchmark indica i costi massimi a carico di ogni gestore di rete, operante in modo efficiente, se la rispettiva rete venisse interamente costruita oggi. Le differenze strutturali (per esempio situazione geografica o struttura dell'utenza), su cui le aziende non possono influire, sono pure prese in considerazione nella misura in cui possono incidere sui costi. In questo modo, un gestore di rete operante in un contesto poco favorevole non viene svantaggiato. Le eventuali spese parafiscali, prelevate dai Cantoni e dai Comuni sono escluse da questi studi comparativi.

Costi computabili maggiori rispetto al benchmark sono indice di una mancanza di efficienza<sup>7</sup> a cui occorre rimediare al più presto.

---

<sup>4</sup> Cfr. Rapporto annuale 2001 del Sorvegliante dei prezzi, RPW/DPC 2001/5, p. 920 e seguenti (in francese) e p. 867 e seguenti (in tedesco).

<sup>5</sup> Traslazione unitaria pura e semplice dell'insieme dei costi delle aziende come pure la realizzazione di un "equo" utile.

<sup>6</sup> In una procedura di benchmarking i costi determinanti non sono quelli dell'azienda considerata, bensì quelli dell'azienda comparabile meno cara.

<sup>7</sup> Ammortamenti eccessivi poiché l'azienda si è basata su una durata di vita troppo breve in rapporto alla reale durata di vita degli impianti e/o l'azienda ha adottato un tasso di remunerazione del capitale troppo elevato, da cui derivano interessi troppo alti e/o l'azienda ha registrato costi d'esercizio eccessivi o ingiustificati.



### 3 Costi della rete di distribuzione

L'analisi dei costi d'esercizio costituisce uno strumento gestionale utilizzabile dalle società per ridurre drasticamente gli sprechi e aumentare al massimo la loro efficienza economica.

#### 3.1 Aspetti giuridici

Per la presente analisi dei costi computabile della rete elettrica in Svizzera, la Sorveglianza dei prezzi si è basata, sotto il profilo giuridico, sui seguenti atti normativi:

- LAEI:
  - art. 10 Disgiunzione;
  - art. 11 Conto annuale e calcolo dei costi;
  - art. 12 Informazione e fatturazione;
  - art. 14 Corrispettivo per l'utilizzazione della rete;
  - art. 15 Costi di rete computabili;
- OAEI:
  - art. 4 Tariffe per l'energia elettrica e contabilità per unità finali di imputazione nella fornitura di energia;
  - art. 7 Conto annuo e conto dei costi;
  - art. 8 Metrologia e processi informativi;
  - art. 10 Pubblicazione delle informazioni;
  - art. 12 Costi d'esercizio computabili;
  - art. 15 Imputazione dei costi della rete di trasporto;
  - art. 16 Imputazione dei costi della rete di distribuzione;
- progetto dell'OMEE:
  - art. 6 Costi computabili e allegato 1 del progetto di ordinanza.

#### 3.2 Costi d'esercizio computabili<sup>8</sup> e non computabili

##### 3.2.1 A livello svizzero ed europeo

Nel tentativo di chiarire la situazione relativa ai costi computabili, abbiamo svolto uno studio comparativo dei diversi regolatori, in particolare a livello europeo. Su Internet e nei documenti pubblicati dai regolatori, abbiamo cercato delle informazioni sui costi presi in considerazione per il calcolo dei corrispettivi per il transito. Per il nostro studio ci siamo basati sull'elenco dei costi computabili contenuto nel progetto dell'OMEE (v. allegato 2), poiché in esso venivano presi in considerazione unicamente i costi necessari per l'esercizio di una rete efficiente. Inoltre si tratta dell'elenco maggiormente esaustivo ed è stato elaborato da esperti nel quadro del progetto di apertura del mercato nel 2002. Abbiamo confrontato detto elenco con le diverse modalità procedurali dei vari regolatori, in particolare alla luce dei costi presi in considerazione per il calcolo dei corrispettivi per il transito, e dell'eventuale differenza rispetto ai costi contemplati dal nostro elenco (v. allegato 3 per maggiori dettagli).

---

<sup>8</sup> Costi che possono essere trasferiti sul prezzo del trasporto di corrente.



Costi d'esercizio computabili	OMEE / EMV	ASE / VSE	e-control A	NVE N	CRE F	EMV Fin	AEEG I	BNezA D	OFGEM UK	AER AU	LAEI OAEI
Esercizio della rete	X	X	X						X		X
Comunicazione di rete	X	X							X	X	X
Prestazioni di servizio del sistema	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X
Manutenzione della rete	X	X				X			X	X	X
Pianificazione e costruzione rete	X	X	X			X	X	X	X	X	X
Misurazione, rilevamento dati	X	X	X		X					X	X
Fatturazione, riscossione *	X	X		X	X						X
Controllo degli impianti °	X	X							X		X
Prestazioni di servizio *	X	X				X		X	X		X
Assicurazioni *	X	X						X		X	X
Garanzia della qualità *	X	X							X		X
Consumo proprio *	X	X				X					X
Costi amministrativi *	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Costi delle reti a monte	X	X	X	X		X		X			X
Imposte e tasse *	X	X		X	X			X			X
Costi occasionati dall'attuazione della legge, regolatore compreso	X	X	X								X
Diritti di transito, tasse di concessione, mandati di prestazione	X	X								X	X
Ammortamenti			X	X			X	X			

**Legenda:**

\* Badare a una ripartizione corretta dei costi

° Non prendere in considerazione i controlli delle installazioni presso le abitazioni

Ammettendo che la nostra ricostruzione dello scenario concernente i costi d'esercizio computabili ha dei limiti, abbiamo comunque potuto constatare grazie al nostro studio una mancanza di uniformità, a livello europeo, da parte dei diversi regolatori. Riguardo ad alcuni regolatori non siamo riusciti a reperire nessuna informazione e alcune delle domande che ci eravamo posti sono rimaste senza risposta (se una casella della tabella qui sopra non contiene una croce, ciò non significa sempre che il regolatore non considera questi costi d'esercizio, ma qualche volta anche che la Sorveglianza dei prezzi non ha trovato nessuna informazione). Tuttavia, sembra che nessun regolatore disponga di un elenco preciso di costi computabili e che l'attività dei regolatori si basi sul principio di causalità e sull'effettività dei costi, così come sulla plausibilità degli importi.

A livello svizzero, l'AES si è già pronunciata su questo tema specifico e nel suo manuale di contabilità analitica ha anche integrato una tabella concernente i costi per livello di rete (v. allegato 4). Questa lista dei costi d'esercizio computabili della rete è pressoché uguale a quella presentata nell'OME, ma ci sono due differenze importanti: l'AES considera come costi imputabili i "costi di marketing e vendita" e quelli legati all'"immissione decentralizzata" (posizione e argomentazione della Sorveglianza dei prezzi, v. punto "3.2.2 - B. Costi d'esercizio non computabili" di questo documento).



L'autorità di regolazione in Gran Bretagna (Ofgem) esamina regolarmente l'adeguatezza del modello tariffario in vigore e considera la creazione di nuovi modelli di tariffe, i quali riflettono dei costi prospettici incrementali di lungo periodo (*forward looking costs*), oltre ad incitare un uso efficiente e uno sviluppo del sistema. Queste "revisioni" sono state intraprese "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>. Anche se dal 2000 l'Ofgem dispone di un progetto per la struttura dei costi nel quale ha stabilito diversi termini, soltanto un'azienda elettrica ha adottato una metodologia parzialmente rivista<sup>10</sup>. Le nuove metodologie devono offrire trasparenza per quanto riguarda i costi, nonché includere i principi di "allineamento ai costi" (*cost reflectivity*) e "facilitazione della concorrenza" (*facilitating competition*). Soltanto l'Ofgem pubblica sul suo sito Internet un elenco delle attività dirette e indirette (successivamente i costi delle attività indirette sono da imputare alle attività dirette) collegate con la rete di distribuzione (v. allegato 5). Lo scopo è di fornire un quadro preciso e coerente per la raccolta e la comunicazione di informazioni.

E-Control – regolatore austriaco – si basa sui conti delle aziende elettriche approvati dai revisori (*Wirtschaftsprüfungsbericht, Unbundling-Berichterstattung, Saldenlisten*, ecc.) e ogni anno invia un questionario (*Erhebungsbogen*) alle aziende per controllare i loro dati. In seguito, analizza i costi delle singole aziende ma non dispone di un elenco dettagliato generale di «costi ammissibili» (v. allegato 6). Esamina i conti di ogni azienda e decide caso per caso. Dunque il regolatore austriaco utilizza i dati delle aziende e valuta la plausibilità degli importi relativi ai diversi costi di rete conteggiati, e i costi devono soddisfare criteri di effettività ed efficienza.

Gli investimenti vengono analizzati alla luce di quanto è avvenuto in precedenza: E-Control prende in considerazione lo sviluppo di ogni azienda attenendosi, anche in questo caso, al principio di plausibilità.

La responsabilità principale del regolatore norvegese (NVE) è di assicurarsi che le tariffe per il trasporto dell'elettricità riflettano il costo di una gestione efficiente e il mantenimento della rete, come pure degli investimenti correlati. È quindi necessario un modello di regolamentazione e un sistema di controllo strutturati in modo da permettere una sorveglianza efficiente. I rapporti tecnici e finanziari rappresentano la base del controllo e della regolamentazione delle attività legate alla rete adottata da NVE.

In Francia, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ha stabilito che le tasse d'accesso alle reti «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>. La CRE dispone d'ora in avanti di informazioni più precise sui costi dei gestori di reti pubbliche grazie alle audits condotte sui costi tecnici delle reti. In effetti, nell'elaborazione della sua proposta, la CRE ha particolarmente insistito sul fatto che le tariffe d'utilizzo delle reti siano fondate sull'analisi dei costi tecnici delle diverse attività in modo da evitare le sovvenzioni trasversali incrociate tra le attività regolamentate e quelle in concorrenza. Per la CRE i costi d'esercizio imputabili sono quelli necessari al buon funzionamento e al mantenimento delle reti e delle installazioni.

In linea di principio, si tratta di procedere all'attribuzione dei costi secondo il principio di causalità (direttamente al centro di costi che li ha causati). Se ciò risulta impossibile, è necessario applicare una chiave di ripartizione adeguata: tuttavia, anche in questo caso non sono state pubblicate disposizioni precise. L'attribuzione dei costi deve perciò essere trasparente e le componenti delle diverse categorie di costi prese in considerazione devono essere chiare.

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

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

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



### 3.2.2 Posizione della Sorveglianza dei prezzi

In merito ai costi computabili, la Sorveglianza dei prezzi ritiene che soltanto i costi necessari per una gestione efficiente della rete possano essere presi in considerazione nel calcolo del corrispettivo per il transito. Alla fine, la Sorveglianza dei prezzi ha scelto l'elenco dell'OMEE considerato che quest'ultimo è stato elaborato da specialisti in materia e che gli elementi in esso contenuti sono plausibili alla luce di quelli delle autorità europee di regolazione dell'economia dell'energia elettrica.

#### A. *Costi d'esercizio computabili*

I costi d'esercizio comprendono tutte le prestazioni per livello di rete direttamente correlate con la gestione della rete in questione:

- Esercizio (gestione) della rete
- Comunicazioni di rete
- Prestazioni di servizio del sistema
- Manutenzione della rete
- Pianificazione e costruzione della rete
- Misurazione, rilevamento dati
- Fatturazione, riscossione
- Controllo degli impianti
- Prestazioni di servizio
- Assicurazioni
- Garanzia della qualità
- Consumo proprio
- Costi amministrativi
- Costi delle reti a monte
- Imposte e tasse
- Costi occasionati dall'attuazione della LAEI, regolatore compreso
- Diritti di transito, tasse di concessione, mandati di prestazione

Condividiamo pienamente la linea seguita dalle autorità europee di regolazione del settore dell'energia elettrica, che non considerano costi di rete le spese legate all'acquisto o alla vendita di corrente elettrica. Perciò, queste ultime non vengono incluse nel calcolo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete. Tuttavia, non è sempre facile stabilire quali costi di rete sono computabili e quali non lo sono.



Secondo la Sorveglianza dei prezzi in alcuni casi – si tratta in particolare dei costi contemplati dall'elenco seguente – risulta problematico decidere se i costi debbano o meno far parte dei costi d'esercizio computabili della rete e, di conseguenza, se siano da includere nel calcolo del prezzo di transito. Dopo averli chiaramente definiti li abbiamo attribuiti ad una categoria di costi già presente nel nostro elenco di costi d'esercizio computabili (v. sopra):

- **Servitù**

Pur non essendo comprese nell'OMEE, le servitù sono menzionate all'articolo 12 capoverso 1 dell'OAEI: «Per costi d'esercizio computabili si intendono, oltre a quelli previsti all'articolo 15 capoverso 2 LAEI<sup>12</sup>, le remunerazioni a terzi per servitù». Perciò i costi legati alle servitù potrebbero rientrare nella categoria «Diritti di transito, tasse di concessione, mandati di prestazione». Le servitù vengono stabilite per via democratica, sono giuridicamente fondate e i loro beneficiari devono essere collettività pubbliche (come i Comuni, i Cantoni, la Confederazione).

- **Illuminazione stradale**

Se la fornitura gratuita del servizio di illuminazione stradale viene stabilita per via democratica, è giuridicamente fondata e i suoi beneficiari sono collettività pubbliche, si tratta di un costo attribuibile alla categoria «Diritti di transito, tasse di concessione, mandati di prestazione». Altrimenti rientra nei costi legati all'energia.

- **Magazzini e approvvigionamento**

Attività di gestione e di esercizio dei magazzini, come pure l'approvvigionamento di beni. Il materiale acquistato (come ad es. cavi ed altri pezzi di ricambio) necessario per la manutenzione e il mantenimento della rete (pezzi di ricambio) viene attribuito alla categoria «Manutenzione della rete». Le prestazioni relative all'acquisto di materiale (la determinazione del fabbisogno di materiale e di servizi nonché dei potenziali offerenti, l'analisi del mercato, la selezione degli offerenti e la negoziazione di contratti, l'esecuzione degli ordini d'acquisto) e ai magazzini (costi di fornitura del materiale o dell'immagazzinamento delle scorte, test di qualità sul materiale immagazzinato, perdita di valore del materiale immagazzinato) sono attribuite alla categoria «Pianificazione e costruzione della rete».

- **Gestione della proprietà immobiliare**

Attività di gestione e mantenimento degli immobili non operativi: affitto dei locali, pagamento di imposte e tasse relative agli immobili, servizi (energia elettrica, gas, acqua), costi di manutenzione e ispezione, costi di gestione dell'informatica, sistema di sicurezza e ricezione compreso. Questi costi vengono attribuiti alla categoria «Costi amministrativi».

- **Veicoli e trasporto**

Attività di gestione, esercizio e mantenimento del parco veicoli commerciali e degli impianti mobili in relazione con la rete. I costi in esame (pezzi di ricambio, manutenzione e servizi, carburante, incidenti, ecc.) sono assegnati in gran parte alla categoria «Manutenzione della rete» applicando una chiave di ripartizione.

- **Previsione della domanda**

I costi determinati dalla previsione della domanda di energia sono attribuiti alla categoria «Prestazioni di servizio del sistema» e i calcoli statistici concernenti tale previsione rientrano nella categoria «Misurazione, rilevamento dati» o nei costi dell'energia. La decisione relativa alla chiave di ripartizione da applicare deve essere effettuata caso per caso.

- **Customer service, call center**

Rispondere alle domande dell'utenza e dei distributori, oltre alla gestione dei reclami concernenti la rete. I costi in relazione con questa attività sono attribuiti alla categoria «Costi amministrativi». Le questioni e i problemi concernenti l'energia non vengono attribuite alla rete, bensì ai costi dell'energia, applicando una chiave di ripartizione.

---

<sup>12</sup> Articolo 15 capoverso 2 LAEI: «Per costi d'esercizio si intendono i costi per le prestazioni in relazione diretta con la gestione delle reti. Vi rientrano in particolare i costi per le prestazioni di servizio relative al sistema e per la manutenzione delle reti».



## **B. Costi d'esercizio non computabili**

I costi che non sono direttamente riconducibili all'esercizio della rete non possono essere inclusi nel calcolo del prezzo del transito:

- Marketing per la vendita di corrente
- Investimenti negli impianti di produzione
- Transfert (computo) di costi non riconducibili all'esercizio della rete
- Costi di acquisto e di vendita di energia
- Retribuzione per le immissioni (punti di prelevamento)
- Transito esente da retribuzione (punti di prelevamento)
- Energia di compensazione (punti di prelevamento)
- Altri costi non riconducibili all'esercizio della rete

### ▪ **Marketing**

Secondo l'AES, i costi di marketing e distribuzione sono correlati con una gestione ottimale della rete. I clienti devono essere consigliati e informati dal gestore di rete in merito alle opzioni possibili. Pertanto, secondo l'AES tali costi fanno parte dei costi di rete.

E-Control non ritiene che le prestazioni fornite da un consulente come pure le spese destinate al marketing e alla pubblicità siano elementi di costo («*Beratungsleistungen, Aufwendungen für Marketing und Werbung werden nicht als Kostenbestandteil berücksichtigt*»).

Analogamente ad altri regolatori europei, in merito ai costi di marketing la posizione della Sorveglianza dei prezzi è fortemente critica. Essa non condivide l'attribuzione alle spese di rete dei costi derivanti da sponsorizzazioni dirette di società sportive o di eventi. Pertanto essi non sono da prendere in considerazione nel calcolo dei corrispettivi per il transito. Ciò vale anche per i costi legati alla pubblicità finalizzata all'acquisizione di nuovi clienti e al lancio di nuovi prodotti, anche se essi promuovono l'uso di fonti di energia rinnovabile. Questi costi vanno addebitati al settore «Energia».

### ▪ **Immissione**

Secondo l'AES, l'immissione decentralizzata dell'energia elettrica di produttori indipendenti determina costi supplementari per il gestore di rete che occorre includere nel calcolo dei costi d'esercizio computabili.

Secondo la Sorveglianza dei prezzi, gli eventuali costi supplementari (ad es. per la gestione delle perturbazioni elettriche della rete, l'ottimizzazione delle strutture di rete e di regolazione, il rispetto delle norme di sicurezza, le esigenze in materia di pianificazione ed esercizio, i sistemi di controllo e di comando, ecc.) generati dagli impianti decentralizzati (sistemi di produzione di piccole dimensioni come pure centrali di tipo e dimensioni diversi) vengono già attribuiti alle differenti categorie di costi d'esercizio computabili di cui sopra. Una loro ulteriore presa in considerazione equivarrebbe ad una doppia fatturazione.

Gli elenchi dei costi computabili e di quelli non computabili non sono esaustivi e definitivi. In futuro potranno essere integrati con nuovi costi di cui, allo stato attuale, non si è a conoscenza.



### 3.3 Sanzioni

Per sanzionare le aziende elettriche che di proposito attribuiscono i costi in modo scorretto o che manipolano le informazioni in loro possesso allo scopo di fornire un quadro inesatto della situazione, occorrerebbe prevedere delle multe.

Tali sanzioni potrebbero basarsi sull'articolo 29 LAEI, relativo alle disposizioni penali, che prevede una multa sino a 100 000.- franchi per punire i comportamenti che intenzionalmente ostacolano il buon funzionamento dell'organo di regolazione e lo svolgimento delle sue attività. In particolare, il capoverso c. sarebbe applicabile a chiunque «*non disgiunge i settori della rete per quanto concerne il calcolo dei costi o lo fa in maniera errata (art. 11)*» e il capoverso d. a chiunque «*non espone nel conteggio i costi per l'utilizzazione della rete o lo fa in maniera errata o fattura illecitamente costi per il cambiamento di fornitore (art. 12)*». Anche il capoverso f., concernente chiunque «*nega alle autorità competenti le informazioni richieste o fornisce loro informazioni contrarie alla verità (art. 25 cpv. 1)*» potrebbe trovare applicazione nel settore dei costi d'esercizio computabili.

Tale possibilità di sanzionare le aziende elettriche dovrebbe incentivare queste ultime ad effettuare una contabilità corretta e trasparente ed essere di aiuto al regolatore nell'analisi dei corrispettivi per il transito.

### 3.4 Chiave di ripartizione per i costi generali

Le aziende ad integrazione verticale gestiscono alcune attività in monopolio (transito, distribuzione) e altre in concorrenza (produzione, commercio, vendita). Occorre tenere presente il divieto di qualsiasi sovvenzione trasversale incrociata tra i diversi settori d'attività poiché essa implicherebbe una visione errata dei diversi settori d'attività dell'azienda e, soprattutto, sarebbe in contrasto con la normativa in materia di concorrenza, trattandosi di un caso di distorsione di quest'ultima. Per salvaguardare trasparenza e correttezza delle attività, le spese generali vanno attribuite alle differenti categorie di costi applicando adeguate chiavi di ripartizione.

Per le spese generali, le aziende elettriche si servono di diverse chiavi di ripartizione, e anche l'AES fornisce indicazioni al riguardo. L'imputazione dei costi si basa sulla contabilità analitica d'esercizio:

- Conti dei tipi di costi ⇒ Rilevamento dei costi (Quali costi?)  
Es.: vendita di energia elettrica, rete di distribuzione, ecc.
- Calcolo per centri di costo ⇒ In quali e/o per quali settori di competenza sono stati generati costi? (Dove sono generati i costi?)  
Es.: esercizio, rete MT, rete BT
- Calcolo per unità di costo ⇒ Attribuzione dei costi ai diversi prodotti secondo una chiave definita (Qual è il fattore all'origine dei costi?)

Esempio di chiave di ripartizione secondo l'AES:

#### COSTI

Prestazioni di servizio del sistema  
Costi di distribuzione  
Spese amministrative  
Imposte, tributi e altre prestazioni fornite a enti pubblici

#### CHIAVE DI RIPARTIZIONE

In proporzione all'energia consumata  
} Secondo criteri conformi al principio di causalità





Stando alle informazioni a nostra disposizione, sembrerebbe che nessuna autorità di regolazione abbia stabilito delle chiavi di ripartizione concrete e comuni per le spese generali.

E-Control, ad esempio, per i costi indiretti non applica una chiave di ripartizione generale poiché ritiene che le aziende siano differenti sotto il profilo strutturale. Il regolatore austriaco definisce caso per caso una chiave di ripartizione adeguata, basandosi sui fattori di costo (a seconda del personale, della cifra d'affari, degli attivi immobilizzati, ecc.).

Le singole aziende elettriche possono perciò applicare la chiave di ripartizione che preferiscono, a condizione che essa sia adeguata allo scopo. La difficoltà di stabilire chiavi di ripartizione generali è dovuta all'eterogeneità strutturale delle aziende. Anche la Sorveglianza dei prezzi ha dovuto affrontare questo problema e non è stata in grado di elaborare un elenco di chiavi di ripartizione applicabili. Tuttavia, essa sottolinea la necessità di rispettare il principio di causalità nella scelta dei criteri di ripartizione dei costi (ad es. in percentuale rispetto all'utenza approvvigionata per livello di tensione, ai kWh forniti, ai lavori effettuati). Pertanto essa è contraria ad una chiave di ripartizione fondata sulla cifra d'affari, poiché non sarebbe conforme a tale principio.

### 3.5 Quote massime attribuibili alle diverse categorie di costi

Secondo le informazioni a disposizione della Sorveglianza dei prezzi, attualmente nessuna autorità europea di regolazione del settore dell'energia elettrica utilizza percentuali fisse o range per definire l'importanza di ogni categoria di costi, poiché ogni azienda costituisce un caso a sé stante.

Qualora si accettasse la determinazione delle percentuali secondo la quota delle spese, occorrerebbe evitare la scelta di fattori dipendenti dall'organizzazione aziendale (ad es.: alcune aziende sono proprietarie della rete mentre altre la affittano). Si dovrebbe perciò ricorrere ai centri di costo con conti dei costi e delle prestazioni fortemente standardizzati («non superiore a x % dei costi totali»). Attualmente ciò non è ancora fattibile.

La Sorveglianza dei prezzi ha tentato di fissare dei valori percentuali massimi per ogni costo d'esercizio computabile, pur tenendo presente la varietà di situazioni che caratterizza il settore delle aziende elettriche. Ad esempio, un'azienda dotata di una rete vecchia deve sostenere maggiori costi di manutenzione e di personale rispetto ad un'azienda con una rete nuova, con un livello di automazione probabilmente maggiore che potrà generare costi «tecnici» più elevati.

Riassumendo, i costi di utilizzazione della rete potrebbero essere ripartiti nel modo seguente:

- ammortamenti	~ 25 %	
- remuneraz. del capitale	~ 25 %	
- costi d'esercizio	~ 50 %	
		└─ costi d'esercizio computabili direttamente ~ 25 %
		└─ costi d'esercizio da ripartire secondo chiave di ripart. ~ 25 %
		└─ Distribuzione, amministrazione e servizi del sistema ~ 13 %
		└─ Imposte, tributi e prestazioni agli enti pubblici ~ 12 %

Alla luce delle esperienze svolte, l'autorità svizzera di regolazione potrà senz'altro sviluppare questo schema, che mira unicamente a costituire un punto di partenza per un'analisi più approfondita, basata sul lavoro svolto.



## 4 Livello qualitativo dell'approvvigionamento

Secondo gli articoli 6 capoverso 1 e 7 capoverso 1 della LAEI, i gestori delle reti di distribuzione prendono i provvedimenti necessari affinché possano fornire ai consumatori la quantità desiderata di energia elettrica, della qualità necessaria. All'articolo 22 capoverso 3, la legge prevede che la EICom garantisca un approvvigionamento sicuro e economicamente accettabile: «*La EICom osserva e sorveglia l'evoluzione dei mercati dell'energia elettrica in vista di assicurare un approvvigionamento sicuro e economicamente accettabile in tutte le regioni del Paese. A tal fine, verifica segnatamente lo stato e la manutenzione della rete di trasporto e accerta se gli investimenti della società nazionale di rete sono equilibrati a livello regionale*».

L'OAEI fa ripetutamente riferimento al concetto di qualità:

- «*I gestori di reti emanano direttive trasparenti e non discriminatorie per l'attribuzione di consumatori finali, produttori di energia elettrica e gestori di reti a un determinato livello di tensione nonché per la **qualità** minima della fornitura di energia elettrica per livello di rete.*» (art. 3 cpv. 1 OAEI);
- «*Tutti i gestori di reti sono tenuti a presentare ogni anno alla EICom gli usuali indicatori internazionali relativi alla **qualità** dell'approvvigionamento, come la durata media di interruzione («Customer Average Interruption Duration Index», CAIDI), la non disponibilità media del sistema («System Average Interruption Duration Index», SAIDI) e la frequenza media di interruzione («System Average Interruption Frequency Index», SAIFI).*» (art. 6 cpv. 2 OAEI);
- «*Per verificare i tariffari e i corrispettivi per l'utilizzazione della rete nonché le tariffe dell'elettricità, la EICom effettua studi comparativi di efficienza fra i gestori di rete. A tal fine, collabora con le cerchie interessate. Tiene conto di condizioni strutturali su cui le imprese non possono influire, nonché della **qualità** dell'approvvigionamento. Nel confrontare i costi computabili tiene altresì conto del grado di ammortamento. Nella verifica fa riferimento ai valori comparativi internazionali.*» (art. 19 cpv. 1 OAEI).

Perciò, l'autorità svizzera di regolazione del settore elettrico tiene conto della qualità dell'approvvigionamento ma la normativa non specifica le modalità secondo cui ciò avviene.

A livello europeo, conosciamo la situazione dell'Austria, dove sotto il profilo giuridico E-Control non dispone di basi legali per disciplinare la qualità dell'approvvigionamento («*keine gesetzliche Grundlage für Qualitätsregulierung*») e, di conseguenza, il regolatore austriaco non ha il diritto di esigere dalle aziende elettriche la presentazione di dati relativi alla qualità. Questo è invece possibile per la EICom, ma le aziende devono disporre delle informazioni in questione e ciò, allo stato attuale, appare molto improbabile, soprattutto nel caso delle aziende di piccole dimensioni.

Considerato che la legge e l'ordinanza svizzere non stabiliscono disposizioni precise e parametri da rispettare, il controllo della qualità dell'approvvigionamento sembra piuttosto difficile. Sarebbe perciò opportuno stabilire il livello qualitativo da raggiungere, introducendo valori minimi richiesti e misure pecuniarie per favorire il rispetto delle prescrizioni (ad es. sanzioni pecuniarie in caso di mancato rispetto dei criteri qualitativi prestabiliti).



## 5 Conclusioni

Nella presente analisi sono state esaminate l'attribuzione dei costi alle attività che li hanno generati, la fatturazione interna delle prestazioni e la loro suddivisione appropriata, trasparente e documentata per mezzo di chiavi di ripartizione adeguate.

Ad un primo esame, la definizione di una norma comune, precisa e chiara concernente i costi d'esercizio computabili e quelli non computabili, applicabile alla rete elettrica svizzera e a tutte le aziende svizzere, sembra abbastanza difficile vista la mancanza di omogeneità che caratterizza queste ultime.

L'incontro con il regolatore austriaco ci ha consentito una migliore comprensione della situazione sul piano pratico, cioè del modo in cui altre autorità di regolazione – attive già da lungo tempo – operano concretamente.

Secondo la Sorveglianza dei prezzi, l'elenco compreso nel progetto dell'OMEE (che approssimativamente corrisponde a quello dell'AES) – si tratta dell'elenco più esaustivo e sembra adeguato allo scopo – potrebbe provvisoriamente fungere da direttiva. Nei casi in cui risulta impossibile attribuire direttamente le spese alle singole unità di costo, l'attribuzione delle spese dei centri di costo alle unità di costo deve avvenire per mezzo di una chiave di ripartizione adeguata e per quanto possibile conforme al principio di causalità.

Non disponiamo dei mezzi necessari per svolgere un'analisi approfondita di questa tematica. Anche il regolatore austriaco (malgrado debba controllare «soltanto» 130 aziende e disponga di risorse di personale molto maggiori delle nostre) ha rinunciato all'elaborazione di un elenco di costi d'esercizio computabili e preferisce attenersi al principio di effettività ed efficacia dei costi nonché della plausibilità degli importi, utilizzando i diversi documenti contabili a sua disposizione. Per il momento, la definizione di standard applicabili a tutte le aziende elettriche sembra molto difficile in considerazione dell'eterogeneità illustrata precedentemente.

Fino all'entrata in vigore della legge sull'approvvigionamento elettrico – il 1° gennaio 2008 – la Sorveglianza dei prezzi ha mosso i suoi primi passi come regolatore del settore dell'energia elettrica nell'ambito dei costi d'esercizio computabili della rete elettrica in Svizzera. Essa non ha potuto proseguire le sue analisi in questo settore a causa della mancanza di dati concreti relativi al prezzo di transito. Infatti, soltanto l'entrata in vigore della LAEI ha comportato l'obbligo, per le aziende elettriche, di presentare separatamente le tariffe per l'utilizzazione della rete e quelle inerenti alla fornitura di energia. Perciò la Sorveglianza dei prezzi ha dovuto, fino ad allora, esaminare tariffari «tutto compreso».

Forse nei prossimi anni la ElCom sarà in grado di mettere a punto un metodo più preciso per la determinazione dei costi d'esercizio computabili della rete elettrica in Svizzera. Essa potrà avvantaggiarsi delle esperienze maturate in quest'ambito e dell'evoluzione delle principali linee guida. Grazie alla separazione delle tariffe e alla disaggregazione contabile, il regolatore potrà distinguere chiaramente i costi attribuiti alla rete dalle diverse aziende elettriche, e tentare così di definire norme generali che consentano di affinare il calcolo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete.



La Sorveglianza dei prezzi augura alla ElCom un pieno successo nella sua funzione di regolatore del settore dell'energia elettrica. Sulla scorta dell'esperienza che abbiamo maturato in quest'ambito, piuttosto difficile, consigliamo al nuovo regolatore di:

- i. disporre di personale a sufficienza per affrontare i suoi compiti, non soltanto sotto il profilo quantitativo, ma anche in previsione dei nuovi problemi che si presenteranno;
- ii. definire un elenco di costi d'esercizio computabili, sulla base dei casi che gli saranno sottoposti e delle decisioni che prenderà;
- iii. nei limiti del possibile, tentare una standardizzazione della contabilità delle diverse aziende elettriche (creando centri di costi principali e ausiliari standard e redigendo un questionario) allo scopo di facilitare l'analisi e il lavoro del regolatore, come pure i confronti o i riferimenti a benchmark.



## Allegati

Allegato 1

### Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)

#### Art. 14 Corrispettivo per l'utilizzazione della rete

- <sup>1</sup> Il corrispettivo per l'utilizzazione della rete non deve superare i costi computabili, nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici.
- <sup>2</sup> Il corrispettivo deve essere versato dai consumatori finali per ogni punto di prelievo.
- <sup>3</sup> I tariffari:
  - a. devono presentare strutture semplici che riflettano i costi causati dai consumatori finali;
  - b. non devono dipendere dalla distanza fra punto di prelievo e punto di immissione;
  - c. nella rete di un gestore di rete devono essere unitari per livello di tensione e gruppo di clienti;
  - d. non devono includere costi fatturati individualmente;
  - e. devono tener conto degli obiettivi di un'utilizzazione efficiente dell'energia elettrica.
- <sup>4</sup> I Cantoni adottano adeguati provvedimenti per armonizzare i divari sproporzionati dei tariffari sul loro territorio. Qualora tali provvedimenti non siano sufficienti, il Consiglio federale prende altri provvedimenti adeguati. Esso può in particolare ordinare l'istituzione di un fondo di compensazione con la partecipazione obbligatoria di tutti i gestori di rete. L'efficienza della gestione della rete deve rimanere garantita. In caso di fusioni di gestori di rete vi è un termine di transizione di cinque anni.
- <sup>5</sup> Le prestazioni concordate nel contesto di concessioni idrauliche vigenti (contratti di concessione), in particolare le forniture di energia rimangono impregiudicate dalle disposizioni sul corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

#### Art. 15 Costi di rete computabili

- <sup>1</sup> Per costi computabili si intendono i costi d'esercizio e i costi del capitale di una rete sicura, performante ed efficiente. Essi comprendono un utile d'esercizio adeguato.
- <sup>2</sup> Per costi d'esercizio si intendono i costi per le prestazioni in relazione diretta con la gestione delle reti. Vi rientrano in particolare i costi per le prestazioni di servizio relative al sistema e per la manutenzione delle reti.
- <sup>3</sup> I costi del capitale devono essere calcolati in base ai costi iniziali di acquisto e di costruzione degli impianti esistenti. Sono computabili come costi del capitale al massimo:
  - a. gli ammortamenti calcolatori;
  - b. gli interessi calcolatori sui beni necessari alla gestione delle reti.
- <sup>4</sup> Il Consiglio federale fissa le basi per:
  - a. il calcolo dei costi d'esercizio e del capitale computabili;
  - b. la traslazione unitaria dei costi secondo il principio di causalità, nonché dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici. Al riguardo occorre tener conto dell'immissione di elettricità ai livelli di tensione più bassi.



## Allegato 2

### OMEE - Costi d'esercizio computabili

Esercizio della rete	= I costi e la fatturazione dei mandati necessari alla conduzione efficiente della rete conformemente alle prescrizioni relative all'ambiente e alla sicurezza e volti al mantenimento della qualità; controllo della rete; elaborazione e manutenzione delle norme e degli schemi necessari all'esercizio; creazione del programma di interruzione immediata e in caso di avaria; misurazione di messa a terra; localizzazione dei guasti.
Comunicazione di rete	= I costi e la fatturazione dei mandati relativi a rilevamento, trasmissione ed elaborazione dei dati d'esercizio; attivazione di funzioni dell'esercizio di rete comprese le prestazioni di terzi e le prestazioni proprie; dispositivi di telecomando a distanza e di comando della rete; radiocomunicazioni.
Prestazioni di servizio del sistema	= Costi riguardanti il coordinamento del sistema, la gestione del bilancio di rete, la regolazione primaria, la capacità di avvio autonomo e di esercizio per isole di produzione, il mantenimento della tensione (inclusa l'energia reattiva), la misurazione d'esercizio, la compensazione delle perdite operative.
Manutenzione della rete	= Costi e fatturazione dei mandati di ispezione, manutenzione, ripristino e riparazioni comprendenti materiale, prestazioni esterne, costi dei terzi e prestazioni proprie; eliminazione dei guasti tecnici (compreso servizio di picchetto).
Pianificazione e costruzione rete (non attivabili)	= Costi e fatturazione dei mandati relativi a prestazioni non attivabili (che mantengono il valore senza aumentarlo) comprendenti materiale, prestazioni esterne, costi dei terzi e prestazioni proprie; pianificazione strategica e operativa della rete.
Misurazione, rilevamento dati	= Costi e fatturazione dei mandati relativi a rilevamento, preparazione e controllo d'ammissibilità dei dati, registrazione dei dati di movimento e della clientela propria, elaborazioni statistiche.
Fatturazione, riscossione	= Quota dei costi di fatturazione, spese di avvisi e di solleciti, perdite debitori, nella misura in cui sono riconducibili all'esercizio della rete.
Controllo degli impianti	= Costi e fatturazione dei mandati di pianificazione e di esecuzione dei controlli; nell'ambito delle prescrizioni sugli impianti elettrici a bassa tensione, il trattamento amministrativo dei certificati di sicurezza, la sorveglianza dell'esecuzione come pure l'effettuazione di controlli per campionatura, in occasione dei quali le installazioni si rivelino prive di difetti.
Prestazioni di servizio	= Affitti, interessi di costruzione, danni alle colture, costi di leasing, consulenza e progettazione.
Assicurazioni	= Responsabilità civile per l'esercizio e i prodotti, assicurazioni macchine, incendi e catastrofi naturali, furto e danni dovuti all'acqua, interruzione d'esercizio, veicoli, materiale informatico.
Garanzia della qualità	= Costi e fatturazione di mandati per l'elaborazione di documenti di lavoro, l'esecuzione della certificazione, la formazione del personale e la sorveglianza del rispetto delle prescrizioni.
Consumo proprio	= Costi della corrente per l'esercizio della rete (senza compensazione delle perdite operative).
Costi amministrativi	= Partecipazione della rete ai costi di direzione, contabilità, controlling, personale, servizio giuridico, informatica, costi dei locali (attribuzione mediante metodi di ripartizione basati sul principio di causalità).
Costi delle reti a monte	= Retribuzione per il transito, prestazioni di servizio del sistema delle reti a monte.
Tasse e contributi	= Tasse federali, cantonali e comunali sugli utili e sul capitale imputabili al periodo contabile, imposte sulla cessione di proprietà.
Costi occasionali dall'attuazione della legge sul mercato dell'energia elettrica	= Oneri ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5 della legge; adempimento dei doveri di rapporto e d'informazione sull'esecuzione della legge. Esclusivamente per la Società svizzera dei gestori di rete: costi ai sensi degli articoli 26 numero 4 e 29 della legge.
Diritti di transito, tasse di concessione, mandati di prestazione	= Tasse comunali per l'utilizzazione di terreni beni fondari pubblici per il transito, tasse d'utilizzazione (p.es. per i locali dei trasformatori), contributi a terzi per il transito; prestazioni orientate all'efficienza nell'ambito di mandati di prestazione ai sensi dell'articolo 11 capoverso 1 della legge.



## Allegato 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/EI OAg/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
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
Facturation, encaissement <sup>*</sup>	X	X		X							X
Contrôle des installations <sup>o</sup>	X	X							X		X
Services <sup>*</sup>	X	X				X			X		X
Assurances <sup>*</sup>	X	X								X	X
Assurance de la qualité <sup>*</sup>	X	X							X		X
Consommation propre <sup>*</sup>	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



## Allegato 4

### Costi legati alla rete secondo AES

#### Coûts par niveau de réseau

##### Total des frais financiers

Amortissements incorporés

Intérêts incorporés

Coûts incorporés du risque (risques calculés)

##### 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.

##### 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

##### 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.

= rétributions 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.

##### 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 des coûts selon d'autre 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 flotage	
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.



Allegato 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>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>= 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>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>Customer Call Centre (inc Compensation Claims Administration)</p> <p>Stores &amp; Procurement</p> <p>Vehicles &amp; Transport</p> <p>Information Technology &amp; Telecoms</p> <p>Property Management</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>	<p>= The activity of mapping of the network and operational premises of the network to geographical locations.</p> <p>= The activity of managing and operating stores and procurement of goods, materials and services.</p> <p>= The activity of managing, providing and maintaining non-operational premises.</p> <p>= The activity of personnel management for all staff and the training of office-based staff.</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>= Performing the statutory, regulatory and internal management cost and performance reporting requirements; and customary financial and regulatory compliance activities for the DNO.</p>



## Allegato 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 Aktivitätszuordnung 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.



## Bibliografia

- 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)



## **Testi di leggi, ordinanze e messaggi**

Legge concernente la sorveglianza dei prezzi (LSPr), RS 942.20

Messaggio sulla legge sul mercato dell'energia elettrica (7 giugno 1999)

Legge sul mercato dell'energia elettrica (LMEE; respinta il 22 settembre 2002)

Ordinanza sul mercato dell'energia elettrica (OMEE; ordinanza relativa alla LMEE)

Messaggio sulla legge sull'approvvigionamento elettrico (3 dicembre 2004)

Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; versione del 23 mars 2007)

Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; versione del 14 marzo 2008)