



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'économie DFE

Surveillance des prix SPR

Coûts d'exploitation imputables au réseau électrique en Suisse

Berne, mai 2008



Table des matières

Liste des abréviations.....	2
Synthèse.....	3
1 Le marché de l'électricité suisse en mutation	5
1.1 Ouverture du marché de l'électricité.....	5
1.2 Primauté de la transparence	5
2 L'hétérogénéité du réseau d'approvisionnement	6
2.1 Hétérogénéité et différences de coûts systémiques	6
2.2 Comparaisons d'efficience	7
3 Coûts du réseau de distribution.....	9
3.1 Aspects juridiques	9
3.2 Coûts d'exploitation imputables et non imputables	9
3.2.1 Au niveau suisse et européen	9
3.2.2 Position de la Surveillance des prix.....	12
3.3 Sanctions	15
3.4 Clés de répartition pour les coûts généraux.....	15
3.5 Part maximale attribuable aux différentes catégories de coûts	16
4 Niveau de qualité de l'approvisionnement.....	17
5 Conclusion	18
Annexes.....	20
Bibliographie.....	28
Textes de lois, ordonnances et messages	29



Liste des abréviations

AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (autorité de régulation en Italie)
AER	Australian Energy Regulator (autorité de régulation en Australie)
AES	Association des entreprises électriques suisses
BNetzA	Bundesnetzagentur (autorité de régulation en Allemagne)
CER	Commission for Energy Regulation (autorité de régulation en Irlande)
CRE	Commission de Régulation de l'Energie (autorité de régulation en France)
E-Control	Autorité de régulation en Autriche pour l'électricité et le gaz
EICom	Commission de l'électricité (autorité de régulation en Suisse dès l'entrée en vigueur de la LApEI)
EMV	Energiamarkkinavirasto (autorité de régulation en Finlande)
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité, RS 734.7
LME	Loi sur le marché de l'électricité (refusée le 22 septembre 2002)
LSPr	Loi concernant la surveillance des prix, RS 942.20
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat (autorité de régulation en Norvège)
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (autorité de régulation en Grande-Bretagne)
OME	Ordonnance sur le marché de l'électricité (ordonnance relative à la LME)
P-LApEI	Projet de la loi sur l'approvisionnement en électricité (version du 3 décembre 2004)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (= CMPC, soit coût moyen pondéré du capital)



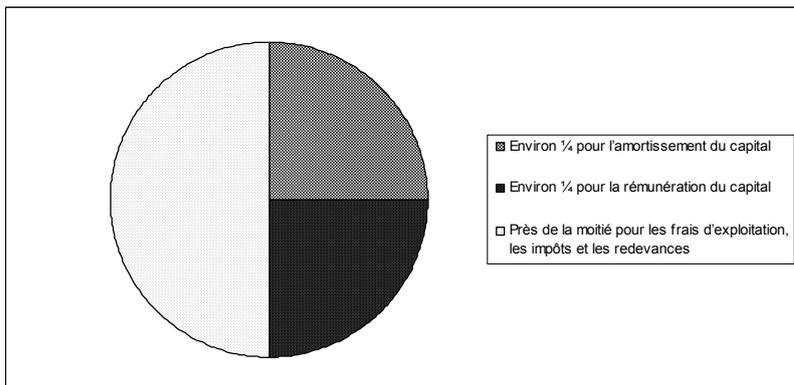
Synthèse

Les citoyennes et les citoyens suisses ont refusé la loi sur le marché de l'électricité dans le courant de l'automne 2002. L'été suivant, et plus précisément le 17 juin 2003, dans sa décision concernant les Entreprises Electriques Fribourgeoises contre Migros et Watt (ATF 129 II 497), le Tribunal fédéral a ouvert le marché de l'électricité en se fondant sur la loi sur les cartels. Jusqu'à l'introduction de la loi sur l'approvisionnement en électricité, c'est la Surveillance des prix qui était compétente pour régler la rétribution de l'utilisation du réseau. Depuis le 1er janvier 2008, cette nouvelle loi donne à la Surveillance des prix un droit de recommandation envers la Commission de l'électricité (EiCom), nouvelle autorité de régulation dans ce domaine.

Selon la Surveillance des prix les coûts d'utilisation du réseau se répartissent grosso modo entre les composantes suivantes (cf. graphique I):

- l'**amortissement** du réseau (environ le quart des coûts de réseau),
- la **rémunération du capital** investi (près du quart des coûts de réseau, en fonction du montant du capital portant intérêt et du taux d'intérêt),
- les **frais d'exploitation** incluant les charges d'exploitation, l'entretien, la surveillance et les services systèmes ainsi que les redevances aux collectivités publiques comme la distribution de bénéfices, les impôts, les prestations gratuites et les redevances de concession (près de la moitié des coûts).

Graphique I: Répartition grossière des coûts de l'utilisation du réseau



Les coûts d'exploitation, avec les coûts du capital (amortissement et rémunération du capital), sont donc un des facteurs-clés de la détermination d'une rétribution adéquate de l'utilisation du réseau. L'objectif du présent écrit consiste à déterminer quels sont les frais d'exploitation imputables au réseau électrique en Suisse et d'apporter ainsi une contribution prépondérante au calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau.

Une rencontre entre la Surveillance des prix et le régulateur autrichien E-Control, ainsi que la récolte de documents publiés par les différents régulateurs étrangers, nous ont permis de constater qu'apparemment aucune autorité de régulation ne dispose d'une liste détaillée et exhaustive des coûts imputables au réseau électrique, mais seulement de critères généraux pour leur analyse. Un consensus semble cependant régner quant au respect du principe de causalité et de transparence. Mais au niveau de l'application concrète, il existe des différences.

La Surveillance des prix a déterminé les catégories de coûts qui, selon elle, sont liées aux prestations en relation directe avec la gestion du réseau électrique, en s'appuyant sur des bases légales pertinentes (loi concernant la surveillance des prix, projet de loi sur le marché de l'électricité et ordonnance y afférente ainsi que loi sur l'approvisionnement en électricité et son ordonnance), des décisions d'autorités européennes de régulation de l'industrie électrique et de l'application pratique de la théorie des



manuels ainsi que des expertises réalisées pour les autorités de régulation et les entreprises de l'économie de l'électricité.

La liste des coûts imputables au réseau électrique retenue par la Surveillance des prix est pratiquement celle qui avait été proposée dans le projet de l'ordonnance sur la loi sur le marché de l'électricité. Elle semble adéquate pour les raisons suivantes:

- seuls les coûts nécessaires à une exploitation efficace du réseau sont pris en considération;
- elle est la liste plus complète et a été développée par des experts dans le cadre du projet d'ouverture du marché en 2002;
- les éléments contenus dans cette liste sont plausibles comparés à ceux des autorités européennes de régulation des secteurs de l'électricité;
- la détermination des différents coûts imputables a été opérée en tenant compte des réglementations légales, de la pratique réglementaire européenne et de la bibliographie scientifique.

La Surveillance des prix a tenté de trouver des clés de répartition efficaces pour les coûts généraux et de déterminer le pourcentage maximal que les coûts imputables au réseau devraient atteindre. Malheureusement elle n'a pas pu s'appuyer sur les autres régulateurs étrangers puisque, en raison de l'hétérogénéité des entreprises électriques, aucun d'entre eux ne fixe de règles dans ce domaine.

La Surveillance des prix a fait ses premiers pas dans le domaine des coûts d'exploitation imputables et a développé une base d'analyse permettant de vérifier la plausibilité des valeurs avancées par les entreprises électriques. Il ne s'agit pas d'une méthode définitive, mais elle peut être utilisée comme point de départ pour une analyse plus approfondie qui devra être menée par le nouveau régulateur (EiCom). L'expérience qu'il va acquérir dans les années à venir va l'aider dans sa tâche.

La Surveillance des prix souhaite beaucoup de succès à l'EiCom dans sa tâche de régulateur dans le domaine de l'électricité. Sur la base de nos expériences dans ce monde assez difficile, nous conseillons au nouveau régulateur de:

- i. disposer de suffisamment de personnel pour faire face au travail, non seulement en termes de quantité, mais également pour aborder les nouveaux problèmes qui surgiront;
- ii. élaborer une liste des coûts d'exploitation imputables sur la base des cas qui lui seront soumis et des décisions qu'il prendra;
- iii. chercher à standardiser au maximum les comptabilités des différentes entreprises électriques (en créant des centres de coûts principaux et auxiliaires standards et en rédigeant un questionnaire) pour faciliter l'analyse et le travail du régulateur, ainsi qu'une comparaison ou un benchmark.

Cet écrit revêt un caractère provisoire. La Surveillance des prix applique les présents paramètres pour contrôler les rétributions de l'utilisation du réseau.

Ce document a été élaboré par Mme Pamela Pestoni, économiste auprès de la Surveillance des prix, avec la collaboration de M. Beat Niederhauser, économiste et chef du bureau.

Berne, mai 2008



1 Le marché de l'électricité suisse en mutation

1.1 Ouverture du marché de l'électricité

Avec l'entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2008 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et de son ordonnance (OApEI) le 1^{er} avril 2008, nous assistons à l'ouverture du marché de l'électricité¹. Celle-ci aura lieu en deux étapes:

1. Pendant la première phase de l'ouverture (2009-2013), les consommateurs finaux avec une consommation annuelle > 100'000 kWh ont accès au marché. En vertu de l'article 6 de la LApEI les gestionnaires d'un réseau de distribution ont l'obligation de prendre les mesures requises pour fournir en tout temps aux consommateurs captifs et aux autres consommateurs finaux qui ne font pas usage de leur droit d'accès la quantité d'électricité qu'ils désirent à des tarifs appropriés;
2. pendant la deuxième phase de l'ouverture (dès 2014), tous les consommateurs finaux pourront librement choisir leur fournisseur de courant. Cette ouverture complète du marché pourra toutefois encore faire l'objet d'un référendum facultatif.

Le réseau à très haute tension (220/380 kV) est exploité par une société nationale d'exploitation du réseau, laquelle doit demeurer sous contrôle suisse. Les grandes compagnies suprarégionales ont déjà créé à cette fin la société Swissgrid, aux mains de laquelle, cinq ans après l'entrée en vigueur de la loi, les réseaux à très haute tension passeront.

Ces nouvelles bases légales obligent les entreprises électriques à présenter leurs tarifs en distinguant le prix de l'énergie de celui de l'utilisation du réseau selon l'article 6 al. 3 de la LApEI: « ...*Les tarifs sont valables pour un an au moins et font l'objet d'une publication présentant séparément l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques.*»

La composante du tarif correspondant à l'utilisation du réseau est calculée conformément aux articles 14 *Rémunération pour l'utilisation du réseau* et 15 *Coûts de réseau imputables* de la LApEI (voir annexe 1). L'article 14 de la loi se réfère aux coûts imputables qui doivent donc être définis.

1.2 Primauté de la transparence

Pour garantir des rétributions de l'utilisation du réseau électrique économiquement justes, il faut procéder à une classification transparente des coûts qui sont concernés.

Le problème d'une autorité de régulation est de décider quels sont les coûts efficaces vraiment liés au réseau, donc déterminants pour fixer la rémunération de l'utilisation de celui-ci. En conséquence il faut procéder à une séparation (*unbundling*) entre l'activité d'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activités.

Dans la même entreprise chaque secteur d'activité (production, transport, distribution, vente → dans le cas d'une intégration verticale; gaz, eau, électricité → dans le cas d'une intégration horizontale) doit s'autofinancer, ce qui signifie qu'il doit couvrir ses propres coûts en évitant toutes subventions croisées (art. 10 LApEI). Pour l'attribution des coûts il importe de respecter avant tout le principe de causalité. Les coûts généraux doivent donc être redistribués à l'aide d'une clé de répartition logique, objective et transparente.

¹ Le 17 juin 2003, dans sa décision concernant les Entreprises Electriques Fribourgeoises EEF contre Migros et Watt (ATF 129 II 497), le Tribunal fédéral a ouvert le marché de l'électricité en se fondant sur la loi sur les cartels. Depuis lors chaque entreprise électrique a l'obligation de mettre son réseau électrique à la disposition d'un autre fournisseur d'énergie.



Pour l'autorité de régulation la tâche la plus difficile consiste à décider si les coûts observés sont les coûts effectifs et minimaux du réseau ou s'ils ont été gonflés (intentionnellement ou pas) pour pouvoir justifier des tarifs d'acheminement plus élevés. Les coûts d'exploitation admis doivent correspondre à ceux qui résulteraient d'une gestion efficiente du réseau, c'est à dire en gardant à l'esprit les points suivants:

- l'entreprise électrique doit agir comme si elle était dans une situation de concurrence, donc avec la pression des autres fournisseurs. Elle devra donc optimiser son budget de manière à rester concurrentielle dans le secteur où elle est active;
- les infrastructures mises à disposition par l'entreprise électrique doivent être efficaces et performantes, mais ne doivent pas correspondre à des critères de luxe (pas de «réseau doré»).

2 L'hétérogénéité du réseau d'approvisionnement

2.1 Hétérogénéité et différences de coûts systémiques

À travers une comparaison entre plusieurs entreprises électriques, suisses et étrangères, l'autorité de régulation compétente peut se faire une idée des coûts qui sont pris en considération par celles-ci. Mais cette manière de procéder a aussi ses désavantages, car les entreprises électriques ne sont pas homogènes.

L'hétérogénéité est responsable des différences de coût systémiques entre les diverses entreprises de distribution. Les facteurs qui jouent un rôle prépondérant sont, selon Jörg Wild², les suivants:

1. Niveau de charge du réseau

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. Consommation moyenne des clients

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.

² Jörg Wild, Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung, vdf, 2001, pp. 219-227



3. Densité des consommateurs dans les diverses zones habitées

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 de la zone d'approvisionnement

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.

Au niveau de la réglementation on ne peut pas négliger l'influence de ces facteurs qui caractérisent chaque entreprise et son milieu d'activité.

Il existe donc une hétérogénéité des coûts des entreprises électriques dont il faut tenir compte pour que les entreprises puissent couvrir entièrement leurs frais. Par exemple il y a des entreprises électriques qui ont un réseau nouveau, donc qui nécessite un entretien moindre. L'entreprise a donc des coûts d'entretien bas, mais des actifs immobilisés encore élevés qui donnent lieu à des coûts de capital. Tandis que d'autres entreprises ont un réseau plus vieux, qui nécessite un entretien plus important. Les coûts des actifs immobilisés sont bas ou nul et les coûts de capital faibles, le réseau étant déjà en partie ou complètement amorti. Les deux situations sont justifiées, mais très différentes l'une de l'autre.

2.2 Comparaisons d'efficience

Selon l'OApEI:

Art. 19 Efficacité comparée, vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité

¹ *En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité³, l'EICOM compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau. Elle collabore pour cela avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise et de la qualité de l'approvisionnement. Dans la comparaison des coûts imputables, elle prend également en considération le degré d'amortissement. Son appréciation intègre des valeurs de référence internationales.*

² *Elle ordonne la compensation, par réduction tarifaire, des gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés.*

³ La EICOM vérifie les rétributions de l'utilisation des réseaux et les tarifs "tout compris" (*all-inclusive*) de l'électricité pour les clients finaux captifs. Pour les consommateurs éligibles (consommation annuelle supérieure à 100 MWh), elle n'a par contre pas la compétence de contrôler les prix de l'électricité (énergie) car ils sont soumis à la concurrence.



La Surveillance des prix soutient le fait que, pour le contrôle des rétributions de l'acheminement, le régulateur effectue des comparaisons d'efficacité entre les exploitants de réseaux (comparaisons interentreprises). Mais il faut bien faire attention à deux aspects:

- i. ne pas baser de telles comparaisons uniquement sur les coûts d'exploitation imputables, car cela reviendrait à prendre comme benchmark une entreprise dont le réseau est nouveau et dont les coûts d'exploitation sont relativement bas. Comparer une entreprise dont le réseau est moins récent et dont les coûts de manutention et d'entretien sont élevés avec ce benchmark ne serait ainsi pas équitable;
- ii. ne pas baser de telles comparaisons uniquement sur les coûts du capital, car cela reviendrait à prendre comme benchmark une entreprise dont le réseau est déjà considérablement amorti et dont les coûts de capital sont relativement bas. Comparer une entreprise dont le réseau est plus récent et dont les coûts de capital sont élevés avec ce benchmark ne serait ainsi pas équitable.

Des critères d'efficacité doivent donc être intégrés au processus de détermination des taxes d'acheminement. La Surveillance des prix a proposé en 2001⁴ déjà, en réponse au principe «cost-plus»⁵ pur, l'utilisation d'une méthode de régulation basée sur des comparaisons interentreprises (benchmarking⁶) exerçant une certaine pression sur les coûts des exploitants de réseaux.

Les comparaisons d'efficacité doivent se baser sur des valeurs standardisées déterminées par le régulateur. Le benchmark indique les coûts maximum que chaque exploitant de réseau travaillant de manière efficace aurait à couvrir s'il devait construire aujourd'hui l'ensemble de son réseau. Les différences d'ordre structurel (par exemple situation géographique ou structure des clients), non influençables par les entreprises, sont également prises en considération, dans la mesure où elles ont une incidence sur les coûts. De cette manière, un exploitant de réseau opérant dans un environnement peu favorable n'est pas désavantagé. Les éventuelles charges parafiscales, prélevées par les cantons et les communes sont exclues de ces comparaisons.

Des coûts imputables supérieurs au benchmark, laissent supposer un manque d'efficacité⁷ auquel il faut remédier le plus tôt possible.

⁴ Rapport annuel 2001 du Surveillant des prix, DPC 2001/5, p. 920 et suivantes.

⁵ Répercussion pure et simple de l'ensemble des coûts des entreprises ainsi que la réalisation d'un bénéfice "équitable".

⁶ Dans une procédure de benchmarking les coûts déterminants ne sont pas ceux de l'entreprise considérée, mais ceux de l'entreprise comparable la moins chère.

⁷ Amortissements trop élevés car l'entreprise a utilisé une durée de vie plus courte par rapport à la durée de vie réelle des installations et/ou l'entreprise a appliqué un taux de rémunération du capital trop élevé ce qui amène à des intérêts trop importants et/ou l'entreprise a enregistré des coûts d'exploitation trop élevés ou injustifiés.



3 Coûts du réseau de distribution

L'analyse des coûts est un instrument de gestion qui peut aider les sociétés à réduire drastiquement les gaspillages et à augmenter au maximum leur efficacité économique.

3.1 Aspects juridiques

La Surveillance des prix a basé, du point de vue juridique, son analyse des coûts imputables au réseau électrique en Suisse sur les lois et ordonnances suivantes:

- la LApEI:
 - art. 10 Séparation des activités;
 - art. 11 Comptes annuels et comptabilité analytique;
 - art. 12 Information et facturation;
 - art. 14 Rémunération pour l'utilisation du réseau;
 - art. 15 Coûts de réseau imputables;
- l'OApEI:
 - art. 4 Tarifs d'électricité et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'énergie;
 - art. 7 Comptes annuels et comptabilité analytique;
 - art. 8 Système de mesure et processus d'information;
 - art. 10 Publication des informations;
 - art. 12 Coûts d'exploitation imputables;
 - art. 15 Imputation des coûts du réseau de transport;
 - art. 16 Imputation des coûts du réseau de distribution;
- le projet de l'OME:
 - art. 6 Coûts imputables et annexe 1 de ce projet d'ordonnance.

3.2 Coûts d'exploitation imputables⁸ et non imputables

3.2.1 Au niveau suisse et européen

Pour essayer de clarifier la situation au niveau des coûts imputables, nous avons fait une analyse comparative entre les différents régulateurs surtout au niveau européen. Nous avons recherché sur Internet et dans des documents publiés par ces régulateurs, des informations concernant les coûts pris en considération pour le calcul des rétributions de l'acheminement. Pour notre analyse nous nous sommes basés sur la liste des coûts imputables contenue dans le projet d'OME (voir annexe 2), puisqu'elle prenait en considération uniquement les coûts nécessaires à une exploitation efficace du réseau. En outre elle était la plus complète et a été développée par des experts dans le cadre du projet d'ouverture du marché de l'électricité en 2002. Ensuite nous l'avons confrontée avec les différentes façons de procéder des divers régulateurs, plus précisément nous avons regardé quels coûts ces régulateurs prennent en considération pour le calcul des rétributions de l'acheminement et s'il y a une différence par rapport aux coûts contenus dans notre liste (voir annexe 3 pour plus de détails).

⁸ Coûts qui pourront être répercutés sur le prix du transport de courant.



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

Légende:

* veiller à une répartition correcte des coûts

° les contrôles des installations auprès des maisons ne doivent pas être pris considération

En admettant que notre reconstruction du scénario concernant les coûts d'exploitation imputables a des limites, nous avons quand même pu constater grâce à notre analyse qu'au niveau européen il n'y a pas d'uniformité entre les différents régulateurs. Même si nous n'avons pas trouvé d'informations pour certains d'entre eux ou que nos questions sont restées sans réponse (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), il semble qu'aucun régulateur ne dispose d'une liste précise des coûts imputables, mais qu'ils se basent sur le principe de causalité et de la vérité des coûts, ainsi que sur la plausibilité des montants.

Au niveau suisse, l'AES s'est déjà engagée dans ce sujet et dans son «Manuel de comptabilité analytique d'exploitation» elle a aussi intégré un tableau concernant les coûts par niveau de réseau (voir annexe 4). Cette liste des coûts d'exploitation imputables au réseau s'approche beaucoup de celle de l'OME, mais il y a deux différences assez importantes: l'AES considère comme coûts imputables les «coûts de marketing et vente» et ceux liés à l'«injection décentralisée» (position et argumentation de la Surveillance des prix, voir point «3.2.2 - B. Coûts d'exploitation non imputables» de ce document).



L'autorité de régulation en Grande-Bretagne (Ofgem) examine régulièrement l'adéquation du modèle tarifaire en vigueur et considère que la création de nouveaux modèles tarifaires, reflétant des coûts prospectifs additionnels à long terme (*forward looking costs*), incite un usage efficace et un développement du système. Ces «révisions» ont été entreprises «*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*»⁹. Même si l'Ofgem a, depuis l'an 2000 un projet pour la structure des charges auquel il a donné plusieurs délais, seule une entreprise électrique a mis en place une méthodologie partiellement révisée¹⁰. Les nouvelles méthodologies doivent offrir de la transparence en ce qui concerne les coûts, inclure les principes d'«alignement des coûts» (*cost reflectivity*) et «facilitation de la concurrence» (*facilitating competition*). L'Ofgem est le seul régulateur qui publie sur son site Internet une liste des activités directes et indirectes (les coûts des activités indirectes doivent être ensuite imputés aux activités directes) qui sont liées au réseau de distribution (voir annexe 5). Le but est de fournir un cadre précis et cohérent pour la récolte et la communication d'informations.

E-Control, le régulateur autrichien, base son analyse sur les comptes des entreprises électriques approuvés par le réviseur (*Wirtschaftsprüfungsbericht, Unbundling-Berichterstattung, Saldenlisten, etc.*) et envoie annuellement un questionnaire (*Erhebungsbogen*) aux entreprises pour examiner leurs données. Ensuite il procède à une analyse individuelle des coûts, mais ne dispose pas d'une liste détaillée générale des «coûts acceptables» (voir annexe 6): il regarde les comptes de chaque entreprise et décide au cas par cas. Le régulateur autrichien utilise donc les données des entreprises et examine la plausibilité des montants liés aux différents coûts imputés au réseau. Les coûts doivent ainsi correspondre au principe de la vérité et de l'efficacité des coûts.

Les investissements sont analysés par rapport au passé, donc pour chaque entreprise E-Control regarde le développement de l'entreprise et applique ici aussi le principe de plausibilité.

La responsabilité principale pour le régulateur norvégien (NVE) est celle d'assurer que les tarifs pour l'acheminement de l'électricité reflètent le coût d'une gestion efficace et du maintien du réseau, ainsi que des investissements qui y sont liés. Il faut donc un modèle de régulation et un système de contrôle structurés de façon à permettre une surveillance efficace. Les rapports techniques et financiers représentent la base du contrôle et de la régulation des activités liées au réseau adoptée par NVE.

En France, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a établi que 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...»¹¹. La CRE dispose désormais d'informations plus précises sur les charges des gestionnaires de réseaux publics grâce aux audits menés sur les coûts techniques des réseaux. En effet, dans l'élaboration de sa proposition, la CRE s'est particulièrement attachée à ce que les tarifs d'utilisation des réseaux soient fondés sur l'analyse des coûts techniques des différentes activités afin de prévenir les subventions croisées entre activités réglementées et activités en concurrence. Pour la CRE les charges d'exploitation imputables sont celles nécessaires au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux et installations.

L'idée de base est que les coûts sont attribués selon le principe de causalité (directement au centre de charge qui les a causés). Si cela n'est pas possible il faut appliquer une clé de répartition raisonnable. Malheureusement, dans ce cas aussi il n'y a pas de règles précises publiées. L'attribution des coûts doit donc être transparente et les composants des différentes catégories de coûts considérés doivent être précis et clairs.

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

¹⁰ Ofgem, Delivering the electricity distribution structure of charges project, 2008, pp. 1-8

¹¹ CRE, Exposé des motifs, 2005



3.2.2 Position de la Surveillance des prix

La position de la Surveillance des prix sur les coûts imputables consiste à dire que seuls les coûts nécessaires à une exploitation efficace du réseau peuvent être pris en considération dans le calcul de la rétribution de l'acheminement. Finalement la Surveillance des prix a opté pour la liste de l'OME car elle avait été développée par des spécialistes du secteur et les éléments qu'elle contient sont plausibles en comparaison à ceux des autorités européennes de régulation de l'économie de l'électricité.

A. *Coûts d'exploitation imputables*

Les coûts d'exploitation regroupent toutes les prestations par niveau de réseau qui sont en rapport direct avec l'exploitation dudit réseau:

- Exploitation du réseau
- Communication dans le réseau
- Services-système
- Maintenance du réseau
- Planification et construction du réseau
- Comptage, recensement des données
- Facturation, encaissement
- Contrôle des installations
- Services
- Assurances
- Assurance de la qualité
- Consommation propre
- Coûts administratifs
- Coûts des réseaux en amont
- Impôts et taxes
- Coûts imputables aux conditions inscrites dans la LApEI y compris régulateur
- Droits d'acheminement, redevances de concession, mandats de prestations

Nous sommes parfaitement d'accord avec les autorités européennes de régulation du secteur de l'électricité qui ne considèrent pas les coûts liés à l'achat et à la vente de courant comme des coûts du réseau. Ils ne rentrent donc pas dans le calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau. Cela dit, il n'est pas toujours facile de déterminer quels sont les coûts imputables et non-imputables au réseau.



Selon la Surveillance des prix certains coûts, et plus précisément ceux contenus dans la liste ci-dessous, posent des problèmes du point de vue de leur inclusion ou pas dans les coûts d'exploitation imputables au réseau et donc dans le calcul du prix de l'acheminement. Nous les avons identifiés et attribués à une catégorie de coût déjà présente dans notre liste des coûts d'exploitation imputables (voir ci-dessus):

- **Servitudes**

Les servitudes n'étaient pas comprises dans l'OME, mais l'OApEI à l'art. 12 al. 1 dit: «Sont considérées comme des coûts d'exploitation imputables, outre les coûts définis à l'art. 15, al. 2, LApEI 12, les indemnités accordées à des tiers pour des servitudes». Donc nous pourrions mettre les coûts liés aux servitudes dans la catégorie «Droits d'acheminement, redevances de concession, mandats de prestations». Les servitudes doivent résulter d'un processus démocratique, se baser sur la loi et être au bénéfice d'une communauté publique (comme Commune, Canton, Confédération).

- **Eclairage public**

Si l'éclairage public à titre gratuit résulte d'un processus démocratique, se base sur la loi et est au bénéfice d'une communauté publique, ce coût peut être attribué à la catégorie «Droits d'acheminement, redevances de concession, mandats de prestations», si non aux coûts de l'énergie.

- **Magasins et achats**

Activité de gestion et exploitation des magasins, ainsi que achats de biens. Le matériel acheté (comme p. ex. câbles et autres pièces de rechange) qui sert à la manutention et à l'entretien du réseau (pièces de rechange) est attribué à la catégorie «Maintenance du réseau». Les prestations concernant l'achat en matériel (identification des besoins de matériel et services ainsi que des offreurs potentiels, analyse de marché, sélection des offreurs et négociation des contrats, exécution des ordres d'achat) et les magasins (coûts de livraison du matériel ou de stockage, test de qualité pour le matériel gardé en stock, pertes de valeur pour le matériel en dépôt) sont attribuées à la catégorie «Planification et construction du réseau».

- **Gestion de la propriété**

Activité de gestion et maintien des immeubles non-opérationnels: loyer des locaux, impôts et taxes payés pour les immeubles, services (comme électricité, gaz et eau), coûts de manutention et inspection, coûts de gérance de l'informatique y compris sécurité et réception. Ces coûts sont alloués à la catégorie «Coûts administratifs».

- **Véhicules et transport**

Activité de gestion, exploitation et maintien du parc de véhicules commerciaux et des installations mobiles qui sont en relation avec le réseau. Ces coûts (pièces de rechange, manutention et service, essence, accidents, etc.) sont assignés en grande partie à la catégorie «Maintenance du réseau» selon une clé de répartition.

- **Prévision de la demande**

Les coûts liés à la prévision de la demande d'énergie sont attribués à la catégorie «Services-systèmes» et les calculs statistiques concernant ces prévisions à la catégorie «Comptage, recensement des données» ou dans les coûts de l'énergie. Il faut décider au cas par cas quelle clé de répartition il faut appliquer.

- **Customer service, call center:**

Répondre aux questions des clients et distributeurs ainsi que gérer les réclamations concernant le réseau. Les coûts liés à cette activité sont reportés dans la catégorie «Coûts administratifs». Les questions et les problèmes concernant l'énergie ne sont pas attribués au réseau, mais au coûts de l'énergie selon une clé de répartition.

¹² Article 15 alinéa 2 de la LApEI: «On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation des réseaux. Les coûts comprennent notamment les coûts des services-système et de l'entretien des réseaux».



B. Coûts d'exploitation non imputables

Les coûts sans rapport direct avec l'exploitation du réseau ne peuvent pas être inclus dans le calcul du prix d'acheminement:

- Marketing pour la vente d'électricité
- Investissements dans les installations de production
- Imputation des coûts sans rapport avec l'exploitation du réseau
- Coûts d'achat et de vente d'énergie
- Rétribution de l'injection (postes débit)
- Acheminement gratuit (postes débit)
- Energie d'ajustement à la consommation (postes débit)
- Autres coûts en dehors de l'exploitation du réseau

▪ **Marketing**

Selon l'AES les coûts de marketing et de distribution sont liés à une exploitation optimale du réseau. Les clients doivent être conseillés et informés sur les possibilités par l'exploitant du réseau. Donc ces coûts font selon eux partie des coûts du réseau.

E-Control ne considère pas les prestations d'un consultant ainsi que les dépenses de marketing et publicité comme des éléments de coût («Beratungsleistungen, Aufwendungen für Marketing und Werbung werden nicht als Kostenbestandteil berücksichtigt»).

La Surveillance des prix, comme d'autres régulateurs au niveau européen, est très critique en ce qui concerne les coûts de marketing. Elle n'accepte pas les coûts liés au parrainage direct de sociétés sportives ou de manifestations comme des coûts concernant le réseau. Ils ne doivent donc pas être pris en compte pour le calcul des rétributions de l'acheminement. Le même discours est valable pour les coûts liés à la publicité pour l'acquisition de nouveaux clients et pour le lancement de nouveaux produits, même s'ils promeuvent des énergies renouvelables. Ces coûts sont à la charge du département «Energie».

▪ **Injection**

Selon l'AES l'injection décentralisée de l'électricité de producteurs indépendants crée des frais supplémentaires pour l'exploitant de réseau, qu'il s'agit d'inclure dans le calcul des coûts d'exploitation imputables.

Selon la Surveillance des prix, si les installations décentralisées (systèmes de production de petite taille ainsi que centrales de divers types et tailles) provoquent des coûts supplémentaires (p.ex. maîtrise des perturbations électriques du réseau, optimisation de la structure du réseau et du réglage, respect des normes de sécurité, exigences en matière de planification et d'exploitation, systèmes de contrôle et commande, etc.), ceux-ci sont déjà attribués aux différentes catégories de coûts d'exploitation imputables mentionnées précédemment. Les prendre en considération encore une fois équivaut à une double facturation.

Les listes des coûts imputables et non-imputables ne sont pas exhaustives et définitives. Elles peuvent être complétées avec le temps, par de nouveaux coûts qui aujourd'hui ne sont pas connus.



3.3 Sanctions

Des amendes devraient être introduites pour sanctionner les entreprises électriques qui affectent délibérément les coûts d'une manière erronée ou qui manipulent les informations à leur disposition pour donner une vue inexacte de la situation.

Ces sanctions pourraient se baser sur l'article 29 de la LApEI, relatif aux dispositions pénales, qui prévoit une amende jusqu'à 100'000.- francs pour des comportements délibérément contraires au bon fonctionnement de l'organe de régulation et de son travail. Plus précisément, l'alinéa c. pour qui «*ne sépare pas ou pas correctement le secteur réseau des autres secteurs d'activité dans la comptabilité analytique (art. 11)*» et le d. pour celui qui «*ne comptabilise pas ou pas correctement la rémunération pour l'utilisation du réseau ou prélève illégalement une taxe pour le changement de fournisseur (art. 12)*» pourraient être appliqués. Même l'alinéa f. concernant celui qui «*refuse de fournir les informations demandées par les autorités compétentes ou fournit des informations inexactes (art. 25, al. 1)*» pourrait être utilisé dans le domaine des coûts d'exploitation imputables.

Cette possibilité de sanctions contre les entreprises électriques devrait inciter celles-ci à faire des calculs corrects et transparents et aidera le régulateur dans l'analyse des rétributions de l'acheminement.

3.4 Clés de répartition pour les coûts généraux

Dans une entreprise intégrée verticalement certaines activités sont des monopoles (acheminement, distribution) et d'autres sont assujetties à la concurrence (production, commerce, vente). Il faut bien garder à l'esprit que toute subvention croisée entre les différentes activités n'est pas permise car cela implique une fausse vision des différents secteurs d'activité de l'entreprise et surtout est contraire à la législation concurrentielle puisque nous nous trouvons dans un cas de concurrence biaisée. Pour garder la transparence et être toujours corrects, les coûts généraux doivent être attribués aux différentes catégories de coûts selon des clés de répartition adéquates.

Les entreprises électriques utilisent différentes clés de répartition pour les coûts généraux et l'AES donne aussi des indications en la matière. L'attribution des coûts se base sur la comptabilité analytique d'exploitation:

- Comptes des charges par nature ⇒ Relèvement des coûts (Quels coûts?)
Ex.: vente d'électricité, réseau de distribution, etc.
- Comptabilité des centres de charges ⇒ Où et resp. pour quel domaine de compétence les coûts ont-ils été engendrés? (Où interviennent les coûts?)
Ex: exploitation, réseau MT, réseau BT
- Comptabilité des coûts par unité d'imputation ⇒ Distribution des coûts sur les différents produits sur la base d'une clé définie (Pour quelle raison interviennent les coûts?)

Exemple de clés de répartition des coûts selon l'AES:

COÛTS

Services-système
Coûts de distribution
Frais administratifs
Impôts, Redevances et autres prestations
fournies à la collectivité publique

CLÉ DE RÉPARTITION

Proportionnellement à l'énergie consommée

Selon des critères conformes au principe de causalité



Selon les informations à notre disposition aucune autorité de régulation ne semble avoir fixé des clés de répartition concrètes et communes pour les coûts généraux.

E-Control par exemple n'utilise pas pour les coûts indirects une clé de répartition générale, puisque à son avis la structure des entreprises est différente. Le régulateur autrichien détermine pour chaque cas, en se basant sur la cause du coût, une clé de répartition (dépendant du personnel, du chiffre d'affaire, des actifs immobilisés, etc.) adéquate.

Les différentes entreprises électriques sont donc libres d'appliquer la clé qu'elles préfèrent, pour autant qu'elle soit raisonnable. La difficulté d'établir des clés de répartition générales est causée par l'hétérogénéité de la structure des entreprises. La Surveillance des prix a aussi été confrontée à ce problème et n'a pas été en mesure d'élaborer une liste des clés de répartition à utiliser. Elle tient cependant à préciser qu'il faut répartir les coûts selon des critères conformes au principe de causalité (par exemple en % de la clientèle desservie sur le niveau de tension, en % des kWh fournis, en % des travaux effectués). Elle s'oppose donc à une clé de répartition fonction du chiffre d'affaires car elle ne correspond pas à ce principe.

3.5 Part maximale attribuable aux différentes catégories de coûts

Selon les informations à disposition de la Surveillance des prix aucune autorité européenne de régulation dans le domaine de l'électricité n'utilise aujourd'hui de pourcentages fixes ou de «ranges» pour déterminer l'importance de chaque rubrique de coûts, puisque chaque entreprise représente un cas particulier.

Au cas où nous admettrions la détermination de pourcentages selon la quote-part des frais, il ne faudrait pas appliquer des pourcentages qui dépendent de l'organisation de l'entreprise (par ex. certaines entreprises sont propriétaire du réseau tandis que d'autres le louent). Il faudrait donc passer par les centres de charges avec des comptes de coûts et de prestations très standardisés («pas plus que x % des coûts totaux»), ce qui pour l'instant n'est pas encore faisable.

La Surveillance des prix a essayé de donner des pourcentages fixes maximaux pour chaque coût d'exploitation imputable, tout en gardant à l'esprit que la situation des entreprises électriques n'est pas la même. Par exemple une entreprise avec un vieux réseau aura plus de coûts de manutention et de personnel qu'une entreprise avec un nouveau réseau, qui sera peut-être plus automatisé et engendra donc plus de coûts «techniques».

En résumé nous pourrions dire que les coûts d'utilisation du réseau se répartissent grosso modo entre:

- amortissements	~ 25 %	
- rémunération du capital	~ 25 %	
- frais d'exploitation	~ 50 %	
		frais d'exploitation directement imputables ~ 25 %
		frais d'exploitation à répartir selon clé de rép. ~ 25 %
		Distribution, administration et services du système ~ 13 %
		Impôts, taxes et prestations aux collectivités publiques ~ 12 %

L'autorité de régulation suisse, sur la base de l'expérience acquise, va certainement développer ce schéma, lequel se veut seulement le point de départ d'une analyse plus approfondie basée sur le travail effectué.



4 Niveau de qualité de l'approvisionnement

Les articles 6 al. 1 et 7 al. 1 de LApEI disent que les gestionnaires d'un réseau de distribution doivent prendre les mesures requises pour fournir aux clients la quantité d'électricité désirée au niveau de qualité requis. L'article 22 al. 3 de la loi prévoit: «L'EICom observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays. A cet effet, elle vérifie notamment l'état et l'entretien du réseau de transport ainsi que l'adéquation régionale des investissements de la société nationale du réseau de transport».

L'OApEI fait référence à plusieurs reprises à la notion de qualité:

- «Les gestionnaires de réseau édictent des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné ainsi que le niveau de **qualité** minimum de la fourniture d'électricité correspondant à chaque niveau de réseau.» (article 3 al. 1 OApEI);
- «Tous les gestionnaires de réseau sont tenus de communiquer chaque année à l'EICom les chiffres usuels, sur le plan international, concernant la **qualité** de l'approvisionnement; ces chiffres comprennent notamment la durée moyenne des coupures de courant («Customer Average Interruption Duration Index» CAIDI), la durée moyenne de non-disponibilité du système («System Average Interruption Duration Index» SAIDI) et la fréquence moyenne des coupures de courant («System Average Interruption Frequency Index» SAIFI).» (article 6 al. 2 OApEI);
- «En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité, l'EICom compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau. Elle collabore pour cela avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise et de la **qualité** de l'approvisionnement. Dans la comparaison des coûts imputables, elle prend également en considération le degré d'amortissement. Son appréciation intègre des valeurs de référence internationales.» (article 19 al. 1 OApEI).

L'autorité de régulation suisse en matière d'électricité tient donc compte de la qualité de l'approvisionnement, mais la législation ne spécifie pas de quelle manière.

Au niveau européen, nous connaissons la situation en Autriche, où du point de vue juridique E-Control ne dispose pas de bases légales pour une régulation de la qualité („keine gesetzliche Grundlage für Qualitätsregulierung“). Le régulateur autrichien n'a donc pas le droit d'exiger des entreprises électriques les données concernant la qualité. Cela est au contraire possible pour l'EICom, mais il faut que les entreprises disposent de ces informations, ce qui actuellement nous semble très improbable, notamment pour celles de petites tailles.

Il semble donc assez difficile de pouvoir contrôler la qualité de l'approvisionnement puisque ni la loi ni l'ordonnance suisses ne fixent de directives précises et de paramètres qui doivent être respectés. Il faudrait donc établir la qualité à atteindre, en introduisant des valeurs qui devraient être respectées, et introduire également des mesures d'incitation pécuniaire (p. ex. une amende pour ceux qui n'atteignent pas le niveau de qualité prédéfini).



5 Conclusion

L'attribution des coûts aux activités qui les ont causées ou la facturation interne des prestations respectivement la subdivision appropriée, claire et documentée selon des clés de répartition raisonnables a fait l'objet de la présente analyse.

À première vue il semble assez difficile de trouver une règle commune précise et claire concernant les coûts d'exploitation imputables et non-imputables au réseau électrique suisse valable pour toutes les entreprises électriques puisqu'il n'existe pas d'homogénéité entre ces entreprises.

Notre rencontre avec le régulateur autrichien nous a aidés à mieux comprendre la situation dans la pratique, c'est à dire la manière dont d'autres régulateurs, actifs depuis longtemps, travaillent dans la réalité.

Selon la Surveillance des prix la liste du projet de l'OME (qui correspond grosso modo aussi à celle de l'AES), qui est la plus complète et qui semble raisonnable, pourrait servir de directive pour le moment. Lorsque l'attribution directe des coûts à chaque unité d'imputation n'est pas possible, l'attribution des coûts des centres de charges aux unités d'imputation doit avoir lieu par l'intermédiaire d'une clé de répartition raisonnable qui se rapproche le plus possible du principe de causalité.

Nous ne disposons pas des moyens nécessaires pour conduire une analyse approfondie sur ce thème. Même le régulateur autrichien (en dépit du fait qu'il ne doit contrôler «que» 130 entreprises et dispose de ressources en personnel beaucoup plus importantes que les nôtres) a renoncé à l'élaboration d'une liste des coûts d'exploitation imputables et préfère suivre le principe de la vérité et de l'efficacité des coûts, ainsi que de la plausibilité des montants en se basant sur les différents documents comptables à sa disposition. Une standardisation pour toutes les entreprises électriques semble être pour l'instant très difficile en raison de l'hétérogénéité expliquée ci-devant.

La Surveillance des prix, comme régulateur du secteur de l'électricité jusqu'à l'introduction de la loi sur l'approvisionnement en électricité au 1^{er} janvier 2008, a fait ses premiers pas dans le domaine des coûts d'exploitation imputables au réseau électrique en Suisse. Elle n'a pas pu se plonger plus activement dans ce domaine, en raison du manque de cas concrets relatifs au prix de l'acheminement. En effet, c'est seulement avec l'introduction de la LApEI que les entreprises électriques sont obligées de présenter séparément les tarifs pour l'utilisation du réseau et les tarifs pour la fourniture d'énergie. La Surveillance des prix s'est donc vue confrontée à des tarifs «all-inclusive».

L'EICom sera peut-être en mesure de développer dans les prochaines années une méthode plus précise pour la détermination des coûts d'exploitation imputables au réseau électrique en Suisse. Elle pourra s'appuyer sur l'expérience acquise dans ce domaine et sur le développement des concepts principaux. Avec la séparation des tarifs et le *unbundling* comptable, le régulateur pourra clairement distinguer les coûts attribués au réseau par les différentes entreprises électriques et essayer, de trouver des règles générales permettant d'améliorer le calcul des rétributions de l'utilisation du réseau.



La Surveillance des prix souhaite beaucoup de succès à la EICOM dans sa tâche de régulateur du domaine de l'électricité. Sur la base des expériences réalisées dans ce monde assez difficile, nous conseillons au nouveau régulateur de:

- i. disposer de suffisamment de personnel pour faire face au travail, non seulement en termes de quantité, mais également pour aborder les nouveaux problèmes qui surgiront;
- ii. élaborer une liste des coûts d'exploitation imputables sur la base des cas qui lui seront soumis et des décisions qu'elle prendra;
- iii. chercher à standardiser au maximum les comptabilités des différentes entreprises électriques (en créant des centres de coûts principaux et auxiliaires standard et en rédigeant un questionnaire) pour faciliter l'analyse et le travail du régulateur, ainsi qu'une comparaison ou un benchmark.



Annexes

Annexe 1

Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

Art. 14 Rémunération pour l'utilisation du réseau

- ¹ La rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser la somme des coûts imputables et des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques.
- ² La rémunération pour l'utilisation du réseau doit être versée par les consommateurs finaux par point de prélèvement.
- ³ Les tarifs d'utilisation du réseau doivent:
 - a. présenter des structures simples et refléter les coûts occasionnés par les consommateurs finaux;
 - b. être fixés indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement;
 - c. être uniformes par niveau de tension et par catégorie de clients pour le réseau d'un même gestionnaire;
 - d. exclure les coûts facturés individuellement;
 - e. tenir compte d'une utilisation efficace de l'électricité.
- ⁴ Les cantons prennent des mesures propres à réduire les différences disproportionnées entre les tarifs d'utilisation du réseau pratiqués sur leur territoire. Si ces mesures ne suffisent pas, le Conseil fédéral en prend d'autres. Il peut en particulier prévoir l'institution d'un fonds de compensation auquel tous les gestionnaires de réseau sont tenus de participer. L'efficacité de l'exploitation du réseau ne doit pas être compromise. Si des gestionnaires de réseau fusionnent, un délai transitoire de cinq ans est prévu pour adapter les tarifs.
- ⁵ Les prestations découlant des concessions hydrauliques en vigueur, notamment la fourniture d'énergie, ne sont pas touchées par les dispositions sur la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Art. 15 Coûts de réseau imputables

- ¹ Les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Ils comprennent un bénéfice d'exploitation approprié.
- ² On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation des réseaux. Les coûts comprennent notamment les coûts des services-système et de l'entretien des réseaux.
- ³ Les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes. Sont seuls imputables en tant que coûts de capital:
 - a. les amortissements comptables;
 - b. les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux.
- ⁴ Le Conseil fédéral fixe:
 - a. les bases de calcul des coûts d'exploitation et de capital;
 - b. les principes régissant la répercussion des coûts ainsi que des redevances et des prestations fournies à des collectivités publiques de manière uniforme et conforme au principe de l'origine des coûts, en tenant compte de l'injection d'électricité à des niveaux de tension inférieurs.



Annexe 2

OME - Coûts d'exploitation imputables

Exploitation du réseau	= Les coûts et la facturation des mandats nécessaires à la gestion efficace du réseau, compte tenu des prescriptions en faveur de l'environnement et de la sécurité ainsi que de la qualité du réseau; le contrôle du réseau; l'établissement et l'entretien des systèmes normatifs et des schémas nécessaires à l'exploitation; l'établissement des logiciels pour la maintenance et les cas de défaillance; le mesurage de la mise à la terre, la localisation des dérangements.
Communication dans le réseau	= Les coûts et la facturation des mandats concernant la saisie des données d'exploitation, le transfert, le traitement, le déclenchement de fonctions de l'exploitation du réseau comprenant des prestations de tiers et des prestations propres; la télécommande et la commande du réseau; la radiocommunication.
Services-système	= Les coûts concernant la coordination du système, la gestion de l'ajustement à la consommation, le réglage primaire, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en flots de producteurs, le maintien de la tension (y.c. l'énergie réactive), la mesure d'exploitation, la compensation des pertes de transport.
Maintenance du réseau	= Les coûts et la facturation des mandats concernant l'inspection, l'entretien, la remise en état, les réparations et qui englobent le matériel, les prestations externes, les prestations de tiers et les prestations propres; la réparation des dérangements (y.c. le service de piquet).
Planification et construction du réseau	= Les coûts et la facturation des mandats concernant les prestations non activables (qui maintiennent la valeur sans l'accroître) englobant le matériel, les prestations externes, les prestations de tiers et les prestations propres; la planification stratégique et opérationnelle du réseau.
Comptage, recensement des données	= Coûts et imputation des mandats concernant le relevé, la préparation des données et leur plausibilisation, l'enregistrement de données sur la composition de la clientèle et son évolution, l'élaboration de statistiques.
Facturation, encaissement	= La part des coûts afférents à la facturation, les frais de rappel, les poursuites, les pertes sur débiteurs liées à l'exploitation du réseau.
Contrôle des installations	= Les coûts et la facturation des mandats de planification et d'exécution des contrôles; dans le cadre des prescriptions sur les installations électriques à basse tension, le traitement administratif des justificatifs de sécurité, la surveillance de l'exécution ainsi que la réalisation de contrôles par sondage lorsque les installations s'avèrent exemptes de défaut.
Services	= La location, les intérêts intercalaires, les dégâts aux cultures, les redevances de leasing, le conseil et les projets.
Assurances	= La responsabilité civile pour l'exploitation et les produits, les assurances machines, incendie, forces de la nature, vols et eau, les interruptions d'exploitation, les véhicules, l'informatique.
Assurance de la qualité	= Les coûts et la facturation des mandats concernant l'élaboration de la documentation de travail, la mise en oeuvre de la certification, la formation du personnel et la surveillance du respect des prescriptions.
Consommation propre	= Les coûts du courant servant à l'exploitation du réseau (à l'exclusion de la compensation des pertes en transport).
Coûts administratifs	= La part du réseau afférente à la gestion, à la comptabilité, au controlling, au personnel, au service juridique, à l'informatique, aux frais de locaux (attribution au moyen de clés équitables pour les utilisateurs).
Coûts des réseaux en amont	= La rétribution de l'acheminement, les services-système des réseaux en amont.
Impôts et taxes	= Les impôts fédéraux, cantonaux et communaux sur les résultats et le capital imputables à la période de décompte, l'impôt frappant les transferts de propriété.
Coûts imputables aux conditions inscrites dans la loi sur le marché de l'électricité	= Les obligations au sens de l'article 6, alinéa 5, de la loi; le respect de l'obligation de remettre un rapport et d'informer sur l'exécution de la loi. Pour la Société suisse pour l'exploitation du réseau exclusivement: les coûts au sens des articles 26, chiffre 4, et 29 de la loi.
Droits d'acheminement, redevances de concession, mandats de prestations	= Les taxes communales en cas d'utilisation de bien-fonds publics pour l'acheminement, les taxes d'utilisation (p. ex. pour les locaux de transformateurs), les redevances à des tiers pour l'acheminement; les prestations économiquement efficaces, dans le cadre de mandats de prestations au sens de l'article 11, alinéa 1, LME.



Annexe 3

	OME / EMV	ASE / VSE	e-control A	NVE N	CRE F	EMV [*] Fin	AEEG I	BNazFA D	OFGEM UK	AER AU	LAP/EI OAp/EI
Coûts d'exploitation imputables											
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 [*] , recensement des données	X	X	X			X			X	X	X
Facturation, encaissement [*]	X	X	X	X	X				X	X	X
Contrôle des installations ^o	X	X	X			X			X	X	X
Services [*]	X	X				X			X	X	X
Assurances [*]	X	X							X	X	X
Assurance de la qualité [*]	X	X							X	X	X
Consommation propre [*]	X	X				X			X	X	X
Coûts administratifs [*]	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 [*]	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
^o 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



Annexe 4

Coûts liés au réseau selon 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'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.



Total des coûts des services-système	affectation des coûts proportionnellement à l'énergie consommée
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.
Total des impôts et taxes	affectation des coûts selon d'autres critères
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.

Source: AES/VSE, Manuel de comptabilité analytique d'exploitation, septembre 2004, Chapitre 10 pp.20-27



Annexe 5

Ofgem: Distribution Business

<p>Direct Activities p.18</p> <p>activities which involve physical contact with system assets:</p>	<p>Indirect Activities p.19</p> <p>activities which do not involve physical contact with system assets:</p>
<p>Load-related New Connections & Reinforcement</p> <p>Non-load non-fault new & replacement assets</p> <p>Faults capitalised</p> <p>Non-operational New Assets & 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&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 -> fixed assets): replacing assets.</p> <p>= Fault expenditure which the DNO has expensed. = Fault opex (operating expenditure -> day to day operations): does not include any asset replacement.</p>	<p>Network Policy (inc R & D)</p> <p>Network Design & Engineering</p> <p>Engineering Management & Clerical Support</p> <p>Wayleaves Administration</p> <p>Control Centre</p>



<p>Inspections & Maintenance (exc. Tree cutting)</p> <p>Tree Cutting</p>	<p>System Mapping - Cartographical</p> <p>Customer Call Centre (inc Compensation Claims Administration)</p> <p>Stores & Procurement</p> <p>Vehicles & Transport</p> <p>Information Technology & Telecoms</p> <p>Property Management</p> <p>Human Resources & Non-Operational Training</p> <p>Health & Safety and Operational Training</p> <p>Finance and Regulation</p> <p>CEO & Group management / Legal & Company Secretary / Community Awareness</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 & 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>= 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>



Annexe 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.



Bibliographie

- 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)



Textes de lois, ordonnances et messages

Loi concernant la surveillance des prix (LSPr), RS 942.20

Message sur la loi sur le marché de l'électricité (7 juin 1999)

Loi sur le marché de l'électricité (LME; refusée le 22.9.2002)

Ordonnance sur le marché de l'électricité (OME; ordonnance relative à la LME)

Message sur la loi sur l'approvisionnement en électricité (3 décembre 2004)

Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; version du 23 mars 2007)

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; version du 14 mars 2008)