



COUR DES COMPTES

Services Industriels de Genève (SIG)

Rapport

concernant l'audit de légalité et de gestion

relatif à la fixation du tarif de l'électricité et la comptabilisation du « Plan Pi »

Genève, le 30 octobre 2009

Rapport no 23



LA COUR DES COMPTES

La Cour des comptes est chargée du contrôle indépendant et autonome des services et départements de l'administration cantonale, du pouvoir judiciaire, des institutions cantonales de droit public, des organismes subventionnés ainsi que des institutions communales.

La Cour des comptes vérifie d'office et selon son libre choix la **légalité** des activités et la **régularité** des recettes et des dépenses décrites dans les comptes, et s'assure du **bon emploi** des crédits, fonds et valeurs gérés par les entités contrôlées. Elle organise librement son travail et dispose de larges moyens d'investigation. Elle peut notamment requérir la production de documents, procéder à des auditions, à des expertises, se rendre dans les locaux de l'entité contrôlée.

Sont soumis au contrôle de la Cour des comptes:

- les départements,
- la chancellerie et ses services,
- l'administration du Pouvoir judiciaire,
- le Service du Grand Conseil,
- les institutions cantonales de droit public,
- les autorités communales et les institutions et services qui en dépendent,
- les institutions privées où l'Etat possède une participation financière majoritaire,
- les organismes bénéficiant de subventions de l'Etat ou des communes.

Les rapports de la Cour des comptes sont rendus **publics**: ils consignent ses observations, les conclusions de ses investigations, les enseignements qu'il faut en tirer et les recommandations conséquentes. La Cour des comptes prévoit en outre de signaler dans ses rapports les cas de réticence et les refus de collaborer survenus lors de ses contrôles.

La Cour des comptes publie également un **rapport annuel** comportant la liste des objets traités, celle de ceux qu'elle a écartés, celle des rapports rendus avec leurs conclusions et recommandations et les suites qui y ont été données. Les rapports restés sans effets ni suites sont également signalés.

Vous pouvez participer à l'amélioration de la gestion de l'Etat en contactant la Cour des comptes.

Toute personne, de même que les entités soumises à son contrôle, peuvent communiquer à la Cour des comptes des faits ou des pratiques qui pourraient être utiles à l'accomplissement de ses tâches.

Contactez la Cour par courrier postal ou par le formulaire disponible sur Internet :

<http://www.ge.ch/cdc>

SYNTHESE

En septembre 2008, la Cour des comptes a reçu une communication relative à de possibles « irrégularités » concernant le traitement comptable d'un accord d'assainissement financier (« plan Pi ») conclu entre les Services Industriels de Genève (SIG) et la société Energie Ouest Suisse (EOS), acteur majeur dans le domaine de l'électricité en Suisse. Parallèlement à cette communication, la hausse des tarifs de l'électricité pour l'année 2009, annoncée par de très nombreux fournisseurs suisses, y compris les SIG, a provoqué de vives réactions dans les milieux économiques et politiques ainsi que dans l'opinion publique.

La Cour a ainsi considéré qu'il y avait lieu d'entrer en matière, un rapport public et indépendant devant permettre d'informer les usagers sur les modalités de fixation des tarifs de l'électricité par les SIG et de clarifier la position retenue quant au traitement comptable du « Plan Pi ». Ce rapport a toutefois dû être coordonné avec les investigations de la Commission fédérale de l'électricité (EiCom). En effet, suite à de nombreuses plaintes relatives aux tarifs des SIG, l'EiCom a ouvert au printemps 2009 une procédure de contrôle à l'égard des tarifs 2009 des SIG. Aussi, la publication du rapport de la Cour a été suspendue dans l'attente du résultat de ce contrôle, rendu public le 30 octobre 2009.

TARIF DE L'ELECTRICITE

Le tarif moyen de l'électricité facturé par les SIG en 2009 s'élève à 19.6 cts/kWh. Il repose sur trois composantes principales : la **fourniture d'énergie** (11.2 cts/kWh), partiellement libéralisée depuis 2009, dont le tarif est fonction du coût de la production propre et du prix d'achat de l'énergie à des tiers ; **l'utilisation du réseau** (6.6 cts/kWh), monopole des SIG sur le territoire genevois ; les **prestations dues aux collectivités publiques** (1.8 ct/kWh), soit les taxes versées par les SIG à l'Etat et aux communes ainsi qu'un supplément fédéral.

Relativement à la fourniture d'énergie, la Cour relève que :

- dans la mesure où les tarifs d'une année sont déterminés au moins six mois à l'avance sur la base d'hypothèses, il peut arriver que la marge réelle d'une année soit supérieure à celle budgétée comme lors des trois dernières années. La Cour recommande la mise en place de mécanismes permettant de redistribuer aux consommateurs l'éventuel excédent de marge. Deux décisions prises par le conseil d'administration des SIG en cours d'audit vont dans le sens de cette recommandation :
 - création d'un « fonds de péréquation » qui garantira dès 2009 que tout dépassement de la marge budgétée profitera aux clients ;
 - remboursement aux consommateurs en 2009 d'un montant de 14 millions (soit 0.5 ct/kWh), compte tenu de modifications dans les conditions d'approvisionnement.
- le montant du dividende ordinaire reçu d'EOS Holding en 2008, soit 5.8 millions, n'avait pas été pris en compte dans la fixation du tarif 2009 de l'énergie. En cours d'audit, le conseil d'administration a décidé de « reverser » ce dividende aux consommateurs en 2009. Il en sera de même pour tous les futurs dividendes ordinaires.
- le dividende extraordinaire (92.1 millions reçus en 2009 suite à la fusion entre EOS et ATEL) sera quant à lui utilisé pour le financement des économies d'énergie et de nouveaux moyens de production en matière d'énergies renouvelables. Ce traitement différencié ne contrevient pas aux dispositions légales qui laissent les SIG libres d'inclure ou non les dividendes (ordinaires ou extraordinaires) dans le tarif de l'énergie.

Relativement à l'utilisation du réseau, la Cour retient que :

- pour la **tarification 2009**, la méthode d'évaluation des actifs retenue par les SIG n'a pas été autorisée par l'EiCom le 30 octobre 2009. L'impact de cette méthode par rapport à celle recommandée par l'EiCom représente 7.0 millions soit environ 0.24 ct/kWh. Cependant, en raison de l'intégration des plans réseaux en charges d'exploitation pour 6.8 millions, l'effet net du contrôle de l'EiCom sur les tarifs 2009 se limite à une baisse de 0.1 million (arrondi). Ce montant sera remboursé dans la tarification 2011.

- pour la **tarification 2010**, l'utilisation d'un taux de rendement unique de 4.55% pour les actifs des SIG a été refusée par l'EiCom le 30 octobre 2009. L'impact de l'utilisation de ce taux unique par rapport à un taux différencié (selon l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, 4.55% pour les installations mises en service après 2004 et 3.55% pour les autres) représente 5.8 millions soit environ 0.20 ct/kWh. Ce montant sera remboursé dans les tarifications 2011 et 2012.

Relativement aux prestations dues aux collectivités publiques, la Cour relève que les SIG n'ont aucune influence sur leurs montants, ceux-ci étant approuvés par le Grand Conseil. La constatation est identique pour le supplément fédéral qui est inscrit dans la loi sur l'énergie.

La Cour a conclu son audit par une **analyse des conditions-cadre** ayant permis à l'entreprise de réaliser, sur le secteur de l'électricité, 770 millions de capacité d'autofinancement cumulée (dont 634 millions de bénéfice) durant la **période 2004-2008**. Ces résultats s'expliquent par une marge importante sur la fourniture d'énergie ainsi que par une rémunération notable du réseau de distribution. En 2006, cette rémunération était d'ailleurs jugée trop élevée par le Surveillant des prix, ce qui a alors conduit SIG à baisser ses tarifs.

Les bénéfices ainsi obtenus ont permis de financer les investissements relatifs au secteur de l'électricité (200 millions), une partie des investissements des secteurs « gaz et chaleur thermique », « services » et « valorisation des déchets » (ces derniers étant en insuffisance de capacité d'autofinancement de respectivement -17 millions, -23 millions et -56 millions) et une partie du remboursement de la dette (431 millions). Afin d'assurer le financement complémentaire des secteurs « gaz et chaleur thermique », « services » et « valorisation des déchets », la Cour recommande plusieurs actions, telles que l'établissement d'une tarification adaptée (augmentation des revenus), la réorganisation des secteurs (diminution des charges d'exploitation) ou la mise en place de prêts inter-secteurs rémunérés au sein des SIG. Sur le plan économique et concurrentiel, considérant que pour les SIG l'obligation légale s'arrête à la fourniture dans le canton de Genève de l'eau, du gaz, de l'électricité, de l'énergie thermique, au traitement des déchets et à l'évacuation et au traitement des eaux polluées, les secteurs non bénéficiaires et n'entrant pas dans la mission publique des SIG devraient être abandonnés.

La Cour a également constaté que les **tarifs 2009** produiront un bénéfice estimé du secteur de l'électricité de l'ordre de 74 millions (166 avec le dividende extraordinaire), et une capacité d'autofinancement correspondante de 103 millions (195 millions avec le dividende extraordinaire). Ce niveau permettra de financer :

- les investissements prévisibles du secteur de l'électricité (53 millions),
- une partie des investissements d'autres secteurs,
- une partie des charges non réparties par secteur (telle que la recapitalisation éventuelle de la caisse de prévoyance),
- une partie du remboursement de la dette.

Ce niveau de capacité d'autofinancement découle des choix politiques du Conseil d'Etat (approbation des tarifs, plan directeur de l'énergie, etc.), de leur mise en œuvre sur le plan stratégique par le conseil d'administration des SIG et, sur le plan opérationnel, par la direction des SIG. Considérant que les tarifs 2009 ont désormais été acceptés par l'EiCom en application de la législation, il n'appartient pas à la Cour de porter une appréciation sur leur niveau ni sur le bénéfice ou l'autofinancement en résultant. Toutefois, la Cour relève qu'en l'état actuel de la Constitution et de la LSIG un partage du bénéfice en faveur des propriétaires des SIG (Etat et communes) serait anticonstitutionnel car incompatible avec le régime de rémunération des fonds propres de l'article 158A al. 2 Cst-GE, selon un avis de droit produit par les SIG. Ainsi, au-delà des considérations liées à l'intégration des SIG dans une comptabilité consolidée de l'Etat dès 2010 selon les normes IPSAS, la meilleure façon de « rémunérer » les propriétaires des SIG serait une tarification de l'électricité permettant de contenir l'augmentation de valeur de l'entreprise.

La Cour suggère donc à l'Assemblée Constituante, au Parlement et au Conseil d'Etat de tenir compte de cette problématique de gouvernance globale dans leurs travaux respectifs, d'autant plus si l'on considère les futurs dividendes extraordinaires pouvant être versés par EOS Holding aux SIG, soit environ 166 millions au cours des quatre prochaines années.

« PLAN PI »

Le 25 janvier 2001, les SIG et les autres actionnaires d'EOS Holding ont signé le « plan Pi », relatif à un plan de sauvetage d'EOS. Ce plan présente les caractéristiques suivantes :

- Obligation d'achat par les actionnaires clients d'EOS de quantité annuelle d'énergie définie à un prix fixe de 2001 à 2007
- Versement par les actionnaires clients de **contributions spéciales** à EOS, pour un montant total de 380 millions, dont environ 100 millions échelonnés sur la période 2001 – 2004 par les SIG
- Mise à disposition d'un prêt convertible à terme en actions EOS pour un montant total de 155 millions, dont environ 36 millions par les SIG
- Disposition d'un **crédit actionnaire**, du montant des contributions spéciales, donnant aux actionnaires un droit d'achat conditionnel d'une certaine quantité d'énergie au prix moyen de production d'EOS. Ce droit est exerçable dès le 1^{er} octobre 2007 et jusqu'au 31 décembre 2030.

Après audition de l'organe de contrôle des SIG à l'époque des faits et de l'examen des normes comptables applicables aux SIG et aux modalités du plan Pi, soit notamment IAS 1, 37 et 38, la Cour relève que :

- Relativement à la **comptabilisation des contributions spéciales**, la méthode de comptabilisation pratiquée par les SIG au travers des achats d'énergie était une des interprétations possibles en raison des circonstances particulières du marché de l'époque (marché peu liquide et totalement réglementé, peu de fournisseurs) rendant difficiles l'identification d'un « prix de marché ». Toutefois, la Cour relève que les SIG ne font pas mention dans leurs états financiers des montants des contributions spéciales influençant les résultats annuels 2002, 2003 et 2004, privant ainsi les lecteurs d'une information qualitative importante. Or, le montant élevé des contributions spéciales (environ 30 millions par année pour un total de 100 millions) permet de conclure à leur caractère significatif selon chacun des critères du manuel suisse d'audit. Elles auraient donc mérité une mention séparée dans les états financiers ainsi qu'une information supplémentaire dans l'annexe aux états financiers.
- Relativement à la **comptabilisation du crédit actionnaire**, l'absence de prise en compte au bilan des SIG de ce crédit ressortant du « Plan Pi » est justifiée par les inconnues liées à l'exercice du droit d'achat par les SIG et aux conditions d'exercice.

TABLEAU DE SUIVI DES RECOMMANDATIONS

Dans le cadre de ses missions légales, la Cour doit effectuer un suivi des recommandations émises aux entités auditées, en distinguant celles ayant été mises en œuvre et celles restées sans effets. A cette fin, la Cour a invité les SIG à remplir le "tableau de suivi des recommandations et actions" qui figure au [chapitre 6](#), et qui synthétise les améliorations à apporter et indique leur niveau de priorité, le responsable de leur mise en place ainsi que leur délai de réalisation.

La Cour souligne la collaboration constructive des SIG dans le cadre de cet audit, de même que leur pleine adhésion aux huit recommandations de la Cour. L'ensemble des rubriques du tableau a fait l'objet d'un remplissage adéquat par les SIG qui ont clairement affiché leur volonté d'apporter les améliorations recommandées.

OBSERVATIONS DE L'AUDITE

Sauf exceptions, la **Cour ne prévoit pas de réagir aux observations des audités**. La Cour estime qu'il appartient au lecteur d'évaluer la pertinence des observations des audités eu égard aux constats et recommandations développés par la Cour.

TABLE DES MATIERES

1.	CADRE ET CONTEXTE DE L'AUDIT	8
2.	MODALITES ET DEROULEMENT	10
3.	CONTEXTE GENERAL.....	12
3.1	Introduction.....	12
3.2	Ouverture du marché	13
3.3	Bases légales.....	15
3.4	Compétences des organes de contrôle	17
3.5	Les acteurs romands.....	19
3.6	Présentation des SIG	20
4.	ANALYSE DU TARIF DE L'ELECTRICITE.....	24
4.1	Introduction.....	24
4.1.1	Contexte général	24
4.1.2	Historique.....	25
4.1.3	Processus de fixation du tarif.....	26
4.2	Analyse du tarif de l'énergie.....	27
4.2.1	Contexte général	27
4.2.2	Approvisionnement en énergie	29
4.2.2.1	Contexte	29
4.2.2.2	Constats	32
4.2.2.3	Risques découlant des constats	32
4.2.2.4	Recommandations	32
4.2.2.5	<i>Observations des SIG</i>	33
4.2.3	Participation des SIG dans Energie Ouest Suisse Holding (EOSH)	34
4.2.3.1	Contexte	34
4.2.3.2	Constats	34
4.2.3.3	<i>Observations des SIG</i>	35
4.3	Analyse du tarif de l'utilisation du réseau.....	36
4.3.1	Introduction	36
4.3.2	Amortissements et intérêts	37
4.3.2.1	Contexte relatif à la valorisation du réseau et aux amortissements	37
4.3.2.2	Contexte relatif au taux d'intérêt	41
4.3.2.3	Constats	43
4.3.2.4	Risques découlant des constats	45
4.3.2.5	Recommandations	46
4.3.2.6	<i>Observations des SIG</i>	46
4.3.3	Pertes réseaux.....	47
4.3.3.1	Contexte	47
4.3.3.2	Constat.....	47
4.3.3.3	<i>Observations des SIG</i>	47
4.3.4	Charges d'exploitation	48
4.3.4.1	Contexte	48
4.3.4.2	Constats	49
4.3.4.3	Risques découlant du constat.....	49
4.3.4.4	Recommandation	50
4.3.4.5	<i>Observations des SIG</i>	50
4.4	Analyse des prestations dues aux collectivités publiques	51
4.4.1	Contexte.....	51
4.4.2	Constat.....	52
4.4.3	<i>Observations des SIG</i>	52
4.5	Enjeux et perspectives relatifs au tarif de l'électricité	53
4.5.1	Contexte.....	53
4.5.2	Constats	55
4.5.3	Risques découlant des constats	56
4.5.4	Recommandations	56



4.5.5	<i>Observations des SIG</i>	57
5.	COMPTABILISATION DU « PLAN PI »	58
5.1	Contexte général	58
5.2	Comptabilisation des contributions spéciales	59
5.2.1	Contexte.....	59
5.2.2	Constats.....	61
5.2.3	Recommandation.....	62
5.2.4	<i>Observations des SIG</i>	62
5.3	Comptabilisation du crédit actionnaire (crédit AC).....	63
5.3.1	Contexte.....	63
5.3.2	Constat.....	63
5.3.3	<i>Observations des SIG</i>	63
6.	TABLEAU DE SUIVI DES RECOMMANDATIONS ET ACTIONS.....	64
7.	DIVERS	66
7.1	Glossaire des risques.....	66
7.2	Remerciements	68

1. CADRE ET CONTEXTE DE L'AUDIT

En septembre 2008, la Cour des comptes a reçu une communication relative à de possibles « irrégularités » concernant le traitement comptable d'un accord d'assainissement financier (ci-après « Plan Pi ») conclu entre les Services Industriels de Genève (ci-après les SIG) et la société Energie Ouest Suisse (EOS), acteur majeur dans le domaine de l'électricité.

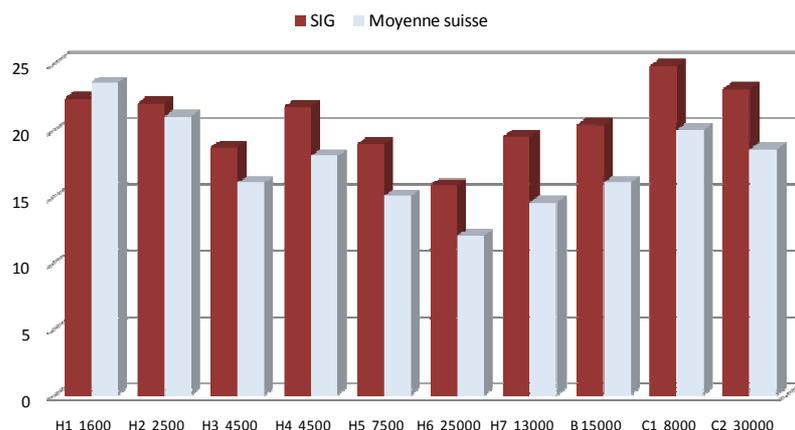
Parallèlement à cette communication, la hausse des tarifs de l'électricité pour l'année 2009, annoncée le 31 août 2008 par de très nombreux fournisseurs suisses, a provoqué de vives réactions dans les milieux économiques et politiques ainsi que dans l'opinion publique.

Ces hausses de tarif intervenaient dans un contexte d'ouverture du marché de l'électricité suite à l'entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2008 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI). Cette loi, approuvée par les chambres fédérales le 23 mars 2007, a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr ainsi qu'un marché de l'électricité axé sur la concurrence (ouverture prévue du marché en deux étapes).

Parmi les facteurs expliquant la hausse des tarifs étaient notamment cités l'augmentation des prix de l'énergie, les coûts de l'ouverture du marché, une nouvelle taxe pour la promotion des énergies renouvelables et un renchérissement du prix du transport de très haute tension facturé par le gestionnaire helvétique de ce réseau, Swissgrid.

Les tarifs provisoires pour l'année 2009 annoncés fin juillet 2008 par les SIG n'ont pas échappé à cette hausse. Ils progressaient ainsi de 10 à 15% pour les particuliers et de 25 à 30% pour les usagers professionnels. Ces augmentations plaçaient globalement le tarif moyen des SIG au dessus de la moyenne des prix facturés par l'ensemble des entreprises électriques suisses, comme illustré par le graphique suivant pour 10 catégories de clients standards¹ (tarifs actualisés 01-2009) :

Tarifs en cts/kWh (actualisé 01-2009) hors TVA au taux de 7.6%



¹ Graphique réalisé d'après les données provenant du site internet de la Surveillance des prix du département fédéral de l'économie <http://strompreise.preisueberwacher.ch>.

La lettre de la catégorie désigne le « lieu de consommation », soit H pour les logements, B pour les bâtiments d'exploitation agricole et C pour les entreprises. Le chiffre désigne la consommation annuelle en kWh. Exemples : H1 1600 = logement de 2 pièces avec cuisinière électrique, 1'600 kWh/a; C1 8000 = très petite entreprise, puissance maximale demandée: 10 kW; 8'000 kWh/année.

Ainsi, les tarifs provisoires annoncés par les SIG pour 2009 (actualisés 01-2009) étaient supérieurs aux tarifs moyens suisses pour toutes les catégories de client à l'exception de la catégorie H1 1600 (logement de 2 pièces avec cuisinière électrique, 1'600 kWh/a).

C'est dans ce contexte général que la Cour a considéré qu'il y avait lieu d'entrer en matière, un rapport public et indépendant devant permettre d'informer les usagers sur les modalités de fixation des tarifs de l'électricité par les SIG et de clarifier la position retenue quant au traitement comptable du « Plan Pi ».

Dès lors que l'article 174a al.1 de la Constitution genevoise (A 2 00) précise que « l'administration de l'Etat de Genève et des communes doit être fonctionnelle, efficace et structurée de manière à éviter des lenteurs, des travaux faits à double et, d'une manière générale, des dépenses sans relation avec le résultat recherché », que la Cour doit exercer ses contrôles conformément à cette disposition (art. 8 al. 1 loi D 1 12), et qu'il appartient à la Cour notamment de s'assurer du bon emploi des crédits, fonds et valeurs mis à disposition d'entités publiques (« audit de gestion »), la Cour est compétente (art. 1 al. 2 loi D 1 12).

Ainsi, par lettre du 19 novembre 2008 adressée au président du conseil d'administration des SIG, la Cour l'a informé de sa décision de procéder à un audit relatif aux éléments concourant à la fixation du tarif de l'électricité ainsi qu'au traitement comptable du « Plan Pi ».

Plus précisément, l'audit de la Cour a pour objectif principal de :

- Présenter les composantes du tarif de l'électricité des SIG pour l'année 2009 et les analyser sous l'angle du bon emploi des fonds publics, sous réserve des compétences de la Commission fédérale de l'électricité (EiCom, voir point 3.4). Dans le présent rapport, la Cour a ainsi évité de prendre position sur des éléments de conformité dont la compétence revient à l'EiCom, et pour lesquels des décisions relatives aux tarifs 2009 et 2010 des SIG ont été rendues le 30 octobre 2009. Ces décisions sont présentées dans les parties du rapport y relatives.
- Analyser les principes retenus pour la comptabilisation du « Plan Pi » et la manière dont les informations relatives à ce plan ont été présentées dans le rapport annuel des SIG (chapitre 5).

Souhaitant être la plus efficace possible dans ses travaux, la Cour examine lors de ses investigations **l'ensemble des rapports d'audits préalables** effectués par des tiers, tant internes qu'externes, rapports de l'Inspection cantonale des finances, rapports de la Commission de contrôle de gestion du Grand Conseil, rapports de la Commission d'évaluation des politiques publiques, etc.), de même que les **plans de mesures P1 / P2 / P+ du Conseil d'Etat**, portant sur les mêmes thématiques que le présent rapport.

Habituellement, la Cour précise dans un tableau comparatif les constatations faites par les différentes instances. Dans le cas présent, aucun rapport d'audit préalable se rapportant directement aux sujets précités n'a été réalisé.

En outre, conformément à son souhait de **contribuer à une coordination efficace des activités des différentes instances de contrôle** actuellement à l'œuvre à l'Etat de Genève, la Cour a examiné la planification semestrielle des contrôles de l'Inspection Cantonale des Finances (ICF) et l'a informée de sa mission en précisant que le présent audit n'intégrerait pas le contrôle de la régularité des états financiers des SIG, l'organe de révision externe effectuant cette révision annuellement.

2. MODALITES ET DEROULEMENT

La Cour a conduit son audit en s'entretenant à plusieurs reprises avec la direction financière des SIG et les principaux interlocuteurs impliqués dans la fixation des tarifs de l'électricité. La réunion d'ouverture a eu lieu le 5 décembre 2008.

Les travaux d'audit dans les locaux des SIG ont duré 5 jours, du 15 au 19 décembre 2008. Durant cette période, la Cour a notamment eu accès au système comptable et financier des SIG.

La Cour a également auditionné l'UIGEM (Union Industrielle Genevoise Energy Management) en tant que représentante des entreprises consommatrices d'électricité, et le secrétariat technique de la Commission fédérale de l'électricité (ECom).

De plus, la Cour a notamment pris connaissance des informations suivantes émanant de différentes autorités fédérales :

- Directives de la Commission fédérale de l'électricité (ECom)
- Rapports de la Surveillance des prix relatifs au prix de l'électricité
- Directives et recommandations de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN)
- Différents documents de la branche « électricité »

Le projet de rapport de la Cour était prêt au mois de mai 2009. Lors des dernières séances d'audit, les SIG ont informé la Cour que l'ECom allait rendre une décision les concernant en juin 2009. La Cour a donc mis en suspens son rapport dans cette attente. Finalement, l'ECom ayant procédé à des contrôles complémentaires durant l'été 2009, sa position n'a été communiquée que le 30 octobre 2009, reportant d'autant la publication du rapport de la Cour.

Comme prévu par sa base légale, il est à relever que la Cour privilégie avec ses interlocuteurs une démarche constructive et participative visant à la **recherche de solutions améliorant le fonctionnement de l'administration publique**. De ce fait, la Cour a pu proposer aux intervenants rencontrés différentes possibilités d'amélioration de leur gestion, dont la faisabilité a pu être évaluée et est à apprécier sous l'angle **du principe de proportionnalité**.

La Cour a conduit son audit conformément aux **normes internationales d'audit** et aux **codes de déontologie** de l'International Federation of Accountants (IFAC) et de l'Organisation Internationale des Institutions Supérieures de Contrôle des Finances Publiques (INTOSAI), dans la mesure où ils sont applicables aux missions légales de la Cour.

En pratique, la méthodologie de la Cour des comptes est la suivante :

1^{ère} phase : Planification

Cette phase consiste à définir et à mobiliser les ressources et les compétences les mieux adaptées à la mission, que ce soit auprès des collaborateurs de la Cour des comptes ou auprès de tiers, et à déterminer les outils méthodologiques à utiliser.

2^{ème} phase : Préparation de l'audit

Cette phase consiste à identifier auprès de l'entité auditée quelles sont ses bases légales et ses intervenants-clés, à comprendre son organisation et son fonctionnement, à collecter des données chiffrées et à procéder à l'analyse des risques qui lui sont propres. A ce stade, un plan de mission est rédigé avec notamment les objectifs de la mission, les moyens à disposition, les travaux dévolus à chaque intervenant de la Cour et les délais impartis dans le déroulement de la mission.

3^{ème} phase : Récolte d'informations

Cette phase consiste à déterminer les sources de l'information pertinente, à savoir quelles sont les personnes-clés à contacter et quelles sont les informations qui sont nécessaires à l'atteinte des objectifs. Ensuite, les collaborateurs de la Cour et/ou les tiers mandatés procèdent à des entretiens et collectent les informations requises.

4^{ème} phase : Vérification et analyse de l'information

Cette phase consiste d'une part à s'assurer que les informations récoltées sont fiables, pertinentes, complètes et à jour et d'autre part à les analyser et à les restituer sous la forme de documents de travail.

5^{ème} phase : Proposition de recommandations

Cette phase consiste à établir les constatations significatives, à déterminer les risques qui en découlent et enfin à proposer des recommandations afin de rétablir la légalité des opérations, la régularité des comptes ou d'améliorer la structure ou le fonctionnement de l'organisation.

6^{ème} phase : Rédaction du rapport

Cette phase consiste à rédiger le rapport conformément aux documents de travail et à la structure adoptée par la Cour des comptes.

7^{ème} phase : Validation du rapport

Cette phase consiste à discuter le contenu du rapport avec l'entité auditée, avec pour objectif de passer en revue les éventuelles divergences de fond et de forme et de s'accorder sur les priorités et délais des recommandations.

Ainsi, chaque thème développé dans ce rapport fait l'objet d'une mise en contexte, de constats, de risques découlant des constats et de recommandations (numérotées en référence aux constats) soumis aux observations de l'audité.

Les risques découlant des constats sont décrits et qualifiés en fonction de la **typologie des risques encourus**, risques définis dans le Glossaire qui figure au [chapitre 7](#).

Afin de faciliter le suivi des recommandations, la Cour a placé au [chapitre 6](#) un tableau qui **synthétise les améliorations à apporter** et pour lequel l'entité auditée indique le niveau de **priorité**, le **responsable** de leur mise en place ainsi que leur **délaï de réalisation**.

3. CONTEXTE GENERAL

Ce contexte général vise à présenter le marché suisse de l'électricité. Il doit également permettre aux lecteurs d'appréhender les bases légales applicables ainsi que les contraintes économiques auxquelles une entreprise comme les SIG doit faire face.

3.1 Introduction

En comparaison avec l'Europe, le marché suisse de l'électricité est très fragmenté : l'approvisionnement en énergie électrique est ainsi assuré par près de 900 entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE), parmi lesquelles figurent environ 80 producteurs. Le capital social des EAE totalise quelque 5,6 milliards de francs suisses, dont un peu plus de 80% sont entre les mains des pouvoirs publics et près de 20% entre celles de sociétés privées (sociétés étrangères incluses)².

Les SIG, établissement de droit public, ont notamment pour but de fournir l'électricité dans le canton de Genève. Ils ont une activité de **production**, de **distribution** et de **commercialisation** de l'électricité. Ces trois grandes activités du **marché de l'électricité** ainsi que leurs acteurs peuvent être représentées de la manière suivante :

Activités	Acteurs	Exemples / illustrations
<p>Production de l'énergie</p>	<p><u>Producteurs</u> : ils exploitent des centrales de production électrique et vendent leur électricité, soit sur le marché de « gros », soit directement à leurs clients (intermédiaires ou finaux).</p>	<p>Par exemple, la centrale de Verbois permet aux SIG de produire de l'électricité sur la base de l'énergie hydraulique fournie par le lac Léman et le Rhône. Cette "production propre" est directement vendue aux consommateurs finaux des SIG.</p>
<p>Transport et distribution</p>	<p><u>Gestionnaires de réseau de transport (GRT)</u> : ils gèrent les grandes infrastructures qui acheminent l'électricité sur des grandes distances et à très haute tension (THT).</p> <p><u>Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)</u> : ils gèrent les réseaux qui acheminent l'énergie sur des moyennes et petites distances (par ex. à l'intérieur d'un canton) et a haute, moyenne ou basse tension jusqu'au consommateur final.</p>	<p>En sa qualité d'exploitante du réseau de transport suite à l'ouverture du marché suisse (voir point 3.2), c'est la société Swissgrid qui est responsable du réseau suisse à très haute tension long de 6'700 kilomètres environ.</p> <p>Les SIG sont le GRD pour le canton de Genève. Ils paient à Swissgrid le coût du transport pour les lignes à très haute tension ("timbre THT").</p>
<p>Commercialisation</p>	<p><u>Fournisseurs</u> : ils vendent aux consommateurs l'électricité qu'ils ont achetée aux producteurs.</p> <p><u>Clients</u> : ils sont les consommateurs finaux de l'électricité. Il s'agit par exemple des particuliers et des entreprises.</p>	<p>Par exemple, les SIG, en tant que fournisseur d'énergie en marché libre partiel depuis 2009 (voir point 3.2), assurent la commercialisation d'offres de marché.</p>

Source : SIG

² Source : site internet de l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN)

Suite à l'adoption en 2007 par les chambres fédérales de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), **l'activité de commercialisation** de l'énergie **s'ouvre partiellement à la concurrence** à partir de l'année 2009, pour les clients consommant plus de 100 MWh³ par année et par site.

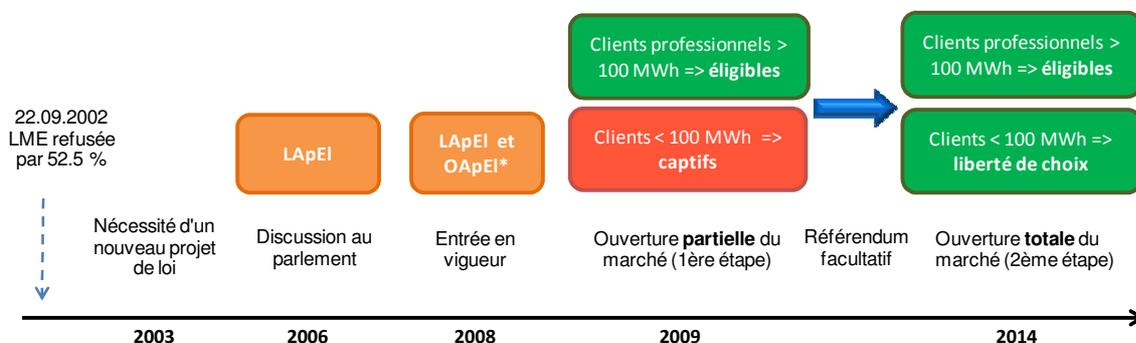
L'activité de transport et de distribution est quant à elle **une activité régulée**, c'est-à-dire que les tarifs sont fixés dans le respect du cadre réglementaire par le fournisseur historique (SIG pour le canton de Genève) et contrôlés par l'organe de régulation du marché suisse (la Commission de l'Electricité EICom).

A partir du 1^{er} janvier 2009, en vertu de la LApEI, la facturation aux consommateurs finaux devra présenter distinctement les différentes composantes du tarif de l'électricité soit la **fourniture d'énergie**, **l'utilisation du réseau** et les **prestations dues aux collectivités publiques**. Les SIG ont anticipé les exigences prévues par la loi et publient depuis 2004 leurs tarifs selon ces composantes.

3.2 Ouverture du marché

La loi sur l'approvisionnement en électricité a pour objectif de créer les conditions propres à **assurer un approvisionnement en électricité sûr** ainsi qu'un **marché de l'électricité axé sur la concurrence** (ouverture prévue du marché en deux étapes).

Le contexte dans lequel cette loi a été adoptée ainsi que les deux étapes de l'ouverture prévue du marché peuvent être représentés ainsi :



* Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Le 22 septembre 2002, le peuple suisse a refusé par 52.5% des voix la loi sur le marché de l'électricité (LME) qui prévoyait une ouverture progressive du marché de l'électricité. Constatant ce refus, le Conseil fédéral et l'administration ont réétudié le rythme et la forme de l'ouverture du marché suisse de l'électricité ainsi que la réglementation des transits de courant.

³ Le **wattheure** est l'unité d'énergie électrique utilisée pour mesurer le travail fourni ou l'énergie consommée par une machine ou un appareil d'une puissance d'un watt pendant une heure.

Kilo : k = 10³ → 1'000

Mega : M = 10⁶ → 1'000'000

Giga : G = 10⁹ → 1'000'000'000

Tera : T = 10¹² → 1'000'000'000'000

Une commission d'experts mandatée par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication s'est alors attelée à une nouvelle réglementation de l'approvisionnement électrique en Suisse. Cette nouvelle réglementation devait notamment prendre en compte :

- les raisons du refus de la LME,
- l'arrêt rendu par le Tribunal fédéral en 2003 (Entreprises Electriques Fribourgeoises (EEF) contre Watt/Migros⁴ autorisant le principe de l'ouverture du marché sur la base de la loi sur les cartels),
- la libéralisation complète du marché de l'électricité dans l'Union Européenne dès le 1^{er} juillet 2007.

En 2007, l'assemblée fédérale a ainsi accepté la LApEI qui fixe les conditions générales pour :

- garantir dans toutes les parties du pays un approvisionnement en électricité fiable et conforme aux principes du développement durable. Elle prévoit notamment la promotion des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique par le prélèvement d'un supplément sur chaque kilowattheure consommé à partir du 1er janvier 2009. Pour 2009, l'Office fédéral de l'énergie a fixé ce supplément à 0,45 centime.
- maintenir et renforcer la compétitivité du secteur suisse de l'électricité sur le plan international.

Ainsi, un des buts de la LApEI est la libéralisation de la **commercialisation** de l'électricité, par la mise en concurrence des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) induite par le **libre choix du fournisseur**. La majorité des dispositions de la LApEI est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2008. L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) est quant à elle entrée en vigueur pour l'essentiel le 1^{er} avril 2008.

La LApEI prévoit une ouverture du marché en deux étapes : de 2009 à 2014, seuls les consommateurs finaux dont la consommation dépasse 100 MWh auront libre accès au marché. A partir de 2014, tous les consommateurs finaux pourront librement choisir leur fournisseur d'électricité, cette ouverture complète du marché pouvant toutefois encore faire l'objet d'un référendum facultatif.

Pendant la première phase de l'ouverture, deux types de consommateurs seront ainsi actifs sur le marché :

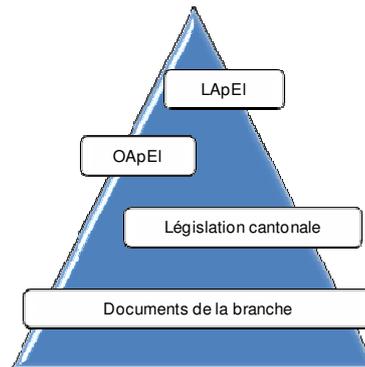
- **Les consommateurs captifs** au sens de l'article 6 al. 2 LApEI sont les ménages et les autres consommateurs finaux qui consomment annuellement moins de 100 MWh par site de consommation,
- **Les consommateurs éligibles** sont les grandes entreprises consommant annuellement plus de 100 MWh par site de production. Ces consommateurs ont la possibilité de s'approvisionner en électricité auprès du fournisseur de leur choix. Ils ont ainsi les possibilités suivantes :
 - o soit rester au tarif dit "régulé",
 - o soit négocier une offre au tarif du marché selon les règles de la concurrence, avec le même fournisseur ou un nouveau.

⁴ Migros avait conclu un contrat d'approvisionnement avec la société WATT, qui devait notamment alimenter le site d'ELSA (Estavayer Lait SA). Le distributeur EEF avait refusé, invoquant le monopole dont il jouissait sur son aire de desserte. WATT et Migros ont poursuivi EEF devant la Commission de la concurrence. Cette dernière a considéré que EEF abusait de sa position dominante au sens de la Loi sur les cartels, puisque l'accès au réseau contre rémunération était indispensable à l'exercice de la concurrence.

Le choix de passer au marché en concurrence est irréversible. Signer un nouveau contrat (une offre de marché) a pour conséquence l'abandon définitif, par le consommateur, du régime des tarifs régulés pour le site concerné.

3.3 Bases légales

Le marché de l'électricité est régi par diverses lois, ordonnances et règlements qui peuvent être hiérarchisés ainsi :



Législation fédérale

- **Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)** du 23 mars 2007. Comme indiqué précédemment, le but principal poursuivi par la LApEI est de mettre fin aux monopoles municipaux et régionaux en matière d'approvisionnement électrique et de soumettre les prix de l'électricité et de son approvisionnement à la loi de l'offre et de la demande.
- **Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OPaEI)** du 14 mars 2008, modifiée le 12 décembre 2008. Elle règle la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau au sens de l'article 13 LApEI.
- **Loi sur l'énergie (LEne)** du 26 juin 1998. Elle a pour but :
 - o d'assurer une production et une distribution de l'énergie économiques et compatibles avec les impératifs de la protection de l'environnement;
 - o de promouvoir l'utilisation économe et rationnelle de l'énergie;
 - o d'encourager le recours aux énergies indigènes et renouvelables.
- **Ordonnance sur l'énergie (OEn)** du 7 décembre 1998
- **Directives de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) :**
 - o Directive relative à la rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC), article 7a LEne.
 - o ...

Selon l'article 21 de la LApEI, « le Conseil fédéral institue une **Commission de l'électricité (ElCom)** formée de cinq à sept membres ». Cette commission a pour tâche de surveiller le respect des dispositions de la LApEI, prenant les mesures et rendant les décisions nécessaires à cet effet (voir 3.4 pour plus de détails).

A ce titre, elle édicte des directives : « calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour le 1er trimestre 2009 » (directive 1/2009), « facturation transparente et comparable » (directive 6/2008), « coûts de production et contrats d'achat à long terme » (directive 5/2008)...

L'article 29 de la LApEI fait état des dispositions pénales prévues (amendes pouvant s'élever jusqu'à 100'000 F) en cas de non respect de certaines dispositions de la loi.

Législation cantonale

- **Constitution de la République et canton de Genève** (Titre XA Services industriels de Genève et XD Energie).
 - L'article 160 E de la Constitution de la République et canton de Genève indique notamment que « la politique cantonale en matière d'approvisionnement, de transformation, de distribution et d'utilisation de l'énergie est fondée, dans les limites du droit fédéral, sur la conservation de l'énergie, le développement prioritaire des sources d'énergie renouvelables et le respect de l'environnement ».
 - La conservation de l'énergie est obtenue notamment dans le secteur de l'approvisionnement et la transformation de l'énergie « par l'interdiction des tarifs dégressifs qui ne sont pas justifiés par les fondements de la politique cantonale en matière d'énergie et par une tarification conforme à ces derniers » (art. 160 E al. 3 lit.d 2).
- **Loi sur l'énergie (LEn)**. Cette loi a pour but de « favoriser un approvisionnement énergétique suffisant, sûr, économique, diversifié et respectueux de l'environnement » (art. 1). Il est précisé que « les milieux intéressés, soit notamment les autorités communales, les établissements et fondations de droit public, les entreprises du secteur de l'énergie, en particulier les Services industriels de Genève, dans le cadre de leurs attributions, sont tenus d'apporter leur collaboration à l'autorité cantonale compétente chargée de l'application de la présente loi » (art. 3).
- **Règlement d'application de la loi sur l'énergie**. Selon l'article 10 de ce règlement, « le Conseil d'Etat établit un projet de *conception générale en matière d'énergie*, dont l'élaboration est confiée au département ». Par ailleurs, « sur la base de la conception générale de l'énergie, le département élabore, à l'attention du Conseil d'Etat, *le plan directeur cantonal de l'énergie*, lequel comprend notamment le plan directeur des énergies de réseau » (art. 12).
- **Loi sur l'organisation des Services industriels de Genève (LSIG)**
- **Divers arrêtés du Conseil d'Etat sur la validation des prix de l'électricité**
- **Règlements des SIG**
 - Règlement pour la fourniture de l'énergie électrique
 - Règlement d'application des tarifs, etc.

Politique cantonale de l'énergie

La **politique cantonale de l'énergie de l'Etat de Genève** s'appuie sur deux volets :

- **Volet stratégique : la conception générale de l'énergie (CGE)**. La CGE définit les orientations durables de la politique cantonale. Elle tient compte de l'évolution du contexte international, des ressources énergétiques, des traités internationaux et des options adoptées par la Confédération pour inscrire son action dans l'intérêt de ses concitoyens et de son économie. Elle est soumise au Grand Conseil au moins une fois par législature. Pour 2005-2009, les **postulats** de la conception générale de l'énergie sont les suivants⁵ :

⁵ Source : plan directeur cantonal de l'énergie 2005-2009

- **Postulat 1.** La politique cantonale en matière d'énergie se donne les priorités suivantes : la diminution des besoins par l'utilisation de hauts standards de performance énergétique, la qualité et l'efficacité de la fourniture de prestations grâce à des systèmes thermiques et électriques performants et à des régulations adaptées, un approvisionnement constitué d'énergies renouvelables locales lorsque c'est rationnel, le solde acheté en énergies certifiées.
 - **Postulat 2.** La politique cantonale en matière d'énergie doit intégrer les principes du développement durable.
 - **Postulat 3.** Indépendamment d'allocations budgétaires cantonales ou communales, **le financement des mesures de politique énergétique peut faire l'objet d'un surcoût sur les prix des énergies consommées**, dans le respect du droit fédéral et ne trouvera sa solution que moyennant : une base légale, l'existence d'un intérêt public, le respect du principe de proportionnalité.
- **Volet opérationnel : le plan directeur de l'énergie (PDE).** Il reprend les orientations de la CGE et les traduit en objectifs chiffrés, de même qu'il établit l'inventaire des actions nécessaires à leur réalisation. Il fait intervenir les principaux acteurs cantonaux, à savoir le Service cantonal de l'énergie (ScanE) et les Services Industriels de Genève (SIG), ainsi que des partenaires publics et privés qui s'approprient une part de l'objectif de la politique énergétique cantonale et déploient les mesures pour atteindre ces objectifs. Le PDE est approuvé par le Conseil d'Etat.

Documents de la branche « électricité »

- Modèle d'utilisation des réseaux suisses de transport (MURT-CH)
- Modèle de marché pour le courant électrique (MMEE-CH)
- Evaluation des réseaux de distribution suisses
- Comptabilité analytique, guide destiné aux gestionnaires de réseau, etc.

3.4 Compétences des organes de contrôle

Comme mentionné au point 3.3, depuis l'entrée en vigueur de la LapEI le 1^{er} janvier 2008, l'**EICom** a pour tâche de superviser la libéralisation du marché de l'électricité en Suisse. En sa qualité d'autorité de régulation officielle indépendante, elle suit le passage d'un approvisionnement de caractère monopolistique à un marché axé sur la concurrence. Elle doit empêcher que la libéralisation ne se traduise par des hausses de prix excessives - une fonction reprise du Surveillant des prix -. Par ailleurs, elle doit faire en sorte que le réseau continue d'être entretenu et développé, afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement.

Sur réclamation ou également d'office, elle peut ainsi ordonner une vérification des prix de l'électricité et des prix d'utilisation du réseau. Elle peut aussi, dans les cas où les tarifs ne répondent pas aux exigences légales, ordonner des baisses de tarifs ou interdire leur hausse⁶.

L'EICom ne peut néanmoins influencer sur toutes les composantes du tarif de l'électricité :

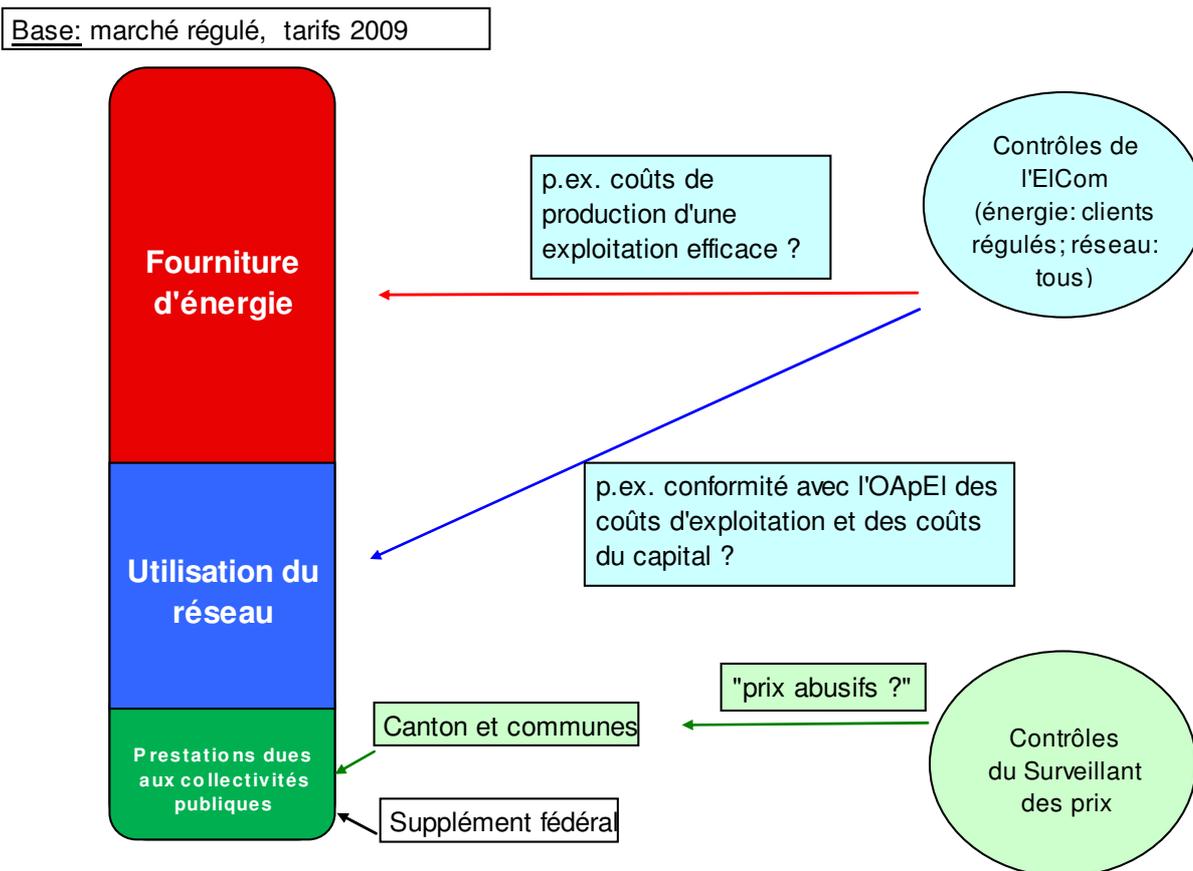
- Energie : l'EICom peut vérifier cette composante mais uniquement auprès des consommateurs finaux avec approvisionnement de base (les consommateurs captifs et les consommateurs éligibles qui ont choisi de rester au tarif dit

⁶ A noter que dans le cadre du marché de l'électricité, les projets de décision sont soumis pour avis au Surveillant des prix en application de l'article 15 LSPr.

- « régulé ») et, au besoin, ordonner son abaissement ou interdire son augmentation.
- Utilisation du réseau : l'EiCom peut contrôler cette composante et, au besoin, ordonner son abaissement ou interdire son augmentation.
 - Prestations dues aux collectivités publiques : l'EiCom ne peut contrôler cette composante⁷.

L'article 19 de l'OApEI précise les éléments suivants quant à la vérification des tarifs par l'EiCom « 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. 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 ».

De manière schématique, les compétences de l'EiCom et du Surveillant des prix peuvent être illustrées ainsi :



⁷ En revanche, le Surveillant fédéral des prix (<http://www.preisueberwacher.admin.ch/>) en a la compétence, dans le cadre de sa mission de protection contre des prix fixés abusivement en raison d'un manque de concurrence. Compte tenu de l'approbation de ce prix par une autorité publique, le Surveillant des prix ne pourra toutefois émettre qu'une recommandation de modification de prix, et non une décision (art. 14 LSPr).

3.5 Les acteurs romands

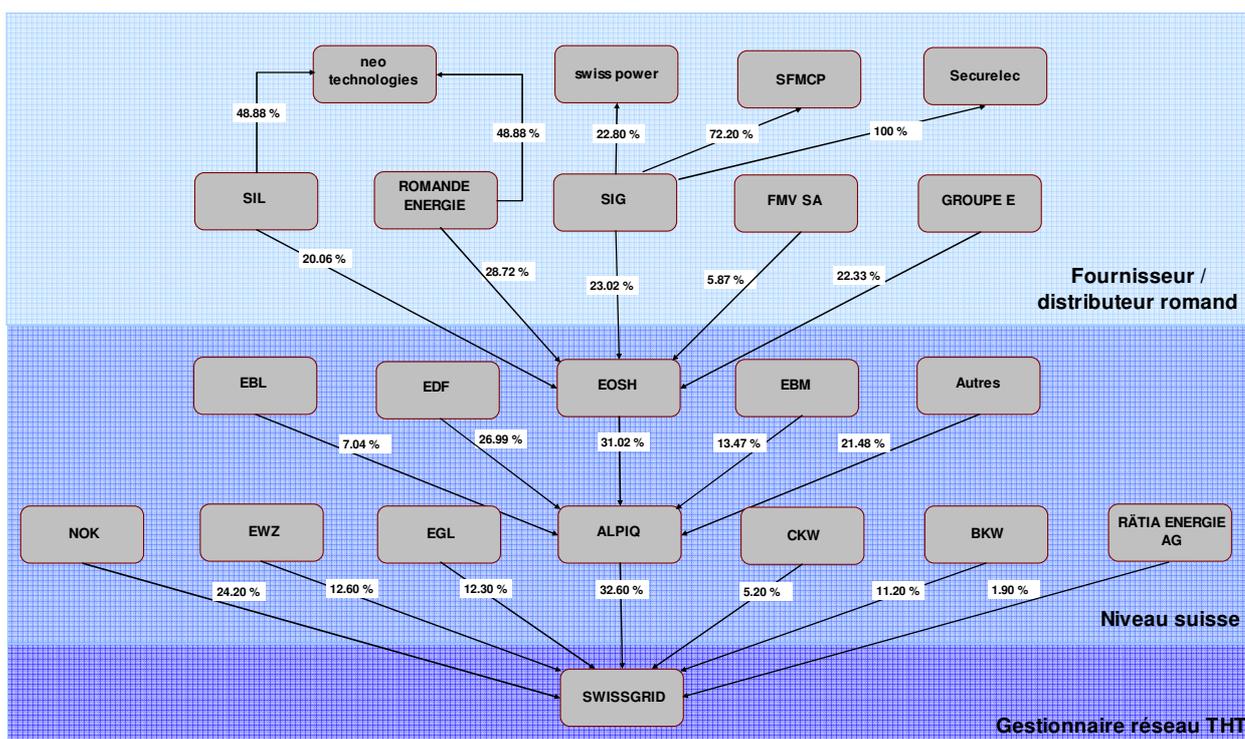
Les principaux acteurs romands du marché de l'électricité sont la société Alpiq, la société Energie Ouest Suisse Holding (EOSH) ainsi que les actionnaires-clients de EOSH à savoir :

- Romande Energie SA
- **SIG (Services Industriels de Genève)**
- Groupe E SA
- Ville de Lausanne (Services Industriels Lausannois SIL)
- FMV SA (Forces Motrices Valaisannes)

Début 2009, la fusion entre ATEL (qui agissait principalement en Suisse orientale) et EOS a donné naissance à Alpiq, le premier acteur énergétique suisse actif à l'échelle européenne. Alpiq a des activités totalement intégrées de production, transport, distribution, commercialisation et trading de l'électricité. La production d'énergie devrait atteindre 20 TWh (11,53 TWh en Suisse), son chiffre d'affaires avoisinera les 16 milliards de francs et la société occupera quelques 10'000 collaborateurs dont plus de 5'000 en Suisse.

Avant cette fusion, EOS était active dans la production hydraulique (notamment via les barrages de la Grande Dixence et Cleuson-Dixence), le transport à haute et très haute tension, et la commercialisation d'électricité, pour son propre compte et pour celui des actionnaires d'EOSH. Ces actionnaires ont eux-mêmes, en fonction de leur propre intégration verticale, des activités de production, de gestion du réseau de distribution ou encore de commercialisation.

Le schéma ci-dessous illustre les relations complexes qui existent entre les entreprises romandes et les principaux acteurs suisses :



Comme évoqué au point 3.1, Swissgrid est responsable, selon la LApEI, de la sécurité et de la qualité de l’approvisionnement en électricité. Elle remplit son mandat légal en assurant la gestion constante de l’exploitation du réseau de transport ainsi que la mise à disposition de services-système⁸.

3.6 Présentation des SIG

Les SIG sont un établissement de droit public qui ne reçoit pas d’aide de l’Etat. Le capital de dotation est de 100 millions et réparti entre l’Etat, la Ville de Genève et les communes.

Les SIG alimentent le fonds d’énergie des collectivités publiques, versent des redevances annuelles à l’Etat, à la Ville de Genève et aux communes (en fonction des recettes de l’électricité) et versent une rémunération fixe de 5% sur leur capital de dotation.

L’activité des SIG est régie par la Constitution de la République et canton de Genève et par la Loi sur l’organisation des Services industriels de Genève (LSIG, L 2 35). La mission des SIG est de fournir l’eau, le gaz, l’électricité, l’énergie thermique, de traiter les déchets et de gérer le réseau primaire d’évacuation et de traitement des eaux usées. L’entreprise est également active dans divers services, notamment les télécommunications.

Suite à l’ouverture du marché de l’électricité, les SIG ont perdu le monopole qu’ils détenaient sur leur activité de **commercialisation d’énergie** pour les clients consommant plus de 100 MWh par année et par site. L’activité de **transport et de distribution de l’énergie** reste quant à elle une activité monopolistique.

Les SIG détiennent des participations dans trois entreprises associées :

- 29.0% de Gaznat qui gère l’approvisionnement et le transport du gaz,
- 23.0% d’EOSH qui est active dans la production, le transport et le négoce d’électricité,
- 22.8% de Swisspower qui gère la distribution d’énergie électrique.

et dans quatre entreprises contrôlées conjointement (conventions d’actionnaires) :

- 72.2% de SFMCP qui approvisionne en électricité le réseau genevois pour environ 10%,
- 51% de Cadiom SA qui distribue de la chaleur,
- 42.5% de Securelec - Vaud SA qui effectue des contrôles d’installations électriques,
- 22.5% de Spontis SA qui fournit une plateforme logistique pour l’achat de matériel,
- 20% de Enerdis Approvisionnement SA qui exploite une structure d’achat d’énergie et fournit les services qui sont liés.

En outre, les SIG détiennent la filiale Securelec SA dont le but est de fournir des services de conseil et d’expertise en matière de sécurité dans le domaine des installations électriques.

⁸ On entend par services-système les services qui sont fournis au client par les gestionnaires de réseau, en plus du transport et de la distribution d’énergie électrique. Pour garantir une exploitation fiable du système et pour satisfaire ses obligations légales, Swissgrid organise la mise à disposition et la fourniture suffisantes des services-système suivants : énergie de réglage, maintien de la tension, compensation des pertes de transport...



Depuis 1999, les états financiers consolidés des SIG sont établis conformément aux normes comptables internationales IFRS et révisés par un organe de révision externe.

Les budgets annuels d'exploitation et d'investissement ainsi que le rapport annuel de gestion comportant le compte de profits et pertes et le bilan sont soumis à l'approbation du Grand Conseil (art. 37 de la LSIG).

La segmentation des SIG en « secteurs » est définie en prenant en compte les différents marchés sur lesquels l'entreprise est présente ainsi que les contraintes réglementaires suivantes :

- LCart : séparation comptable pour les activités des entreprises en situation de position dominante dans les monopoles de droit ou de fait, afin d'éviter un subventionnement des activités en concurrence du même marché ou d'un autre,
- LApEI : séparation comptable pour la distribution d'électricité et la vente d'électricité régulée,
- LSIG : séparation comptable pour les eaux usées et les déchets.

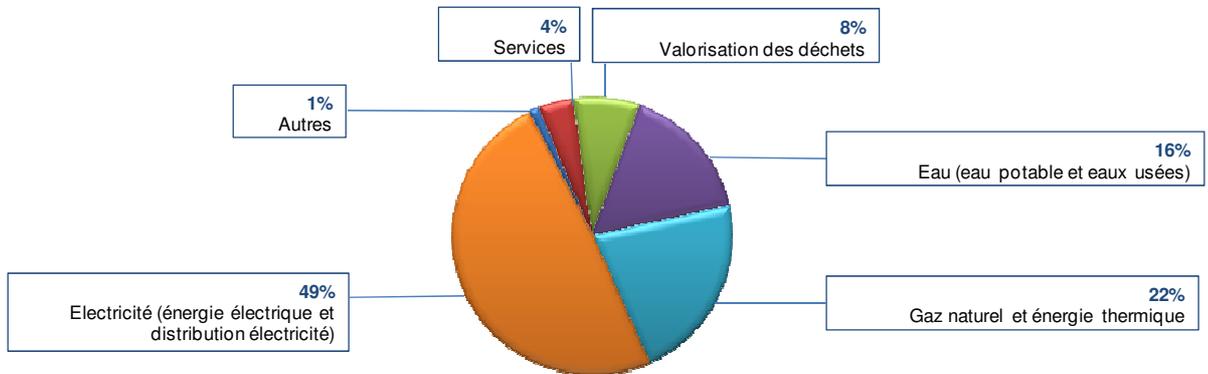
Ainsi, 8 grands secteurs d'activités peuvent être recensés, eux-mêmes subdivisés en unités d'affaires (UA). Ils se présentent comme suit en 2008⁹:

⁹ Source : états financiers et compte rendu analytique 2008 des SIG (document interne)

En millions

Secteur	Unités d'affaires	Description du secteur
Eau potable <i>Chiffre d'affaires</i> 96.6 <i>Resultat net</i> 9.8 <i>Marge nette (%)</i> 10%	Eau potable	Ce secteur approvisionne la population et l'économie du canton de Genève en eau potable. L'approvisionnement en eau se fait depuis le lac pour environ 80 % et depuis la nappe phréatique de l'Arve pour le restant. Toute la chaîne d'approvisionnement est assurée par ce secteur d'activité.
Eaux usées <i>Chiffre d'affaires</i> 71.8 <i>Resultat net</i> -1.2 <i>Marge nette (%)</i> -2%	Eaux usées	Le secteur eaux usées garantit l'évacuation, le transport et le traitement des eaux polluées de tout le canton et de la région transfrontalière. Le réseau de collecte des eaux usées achemine ces dernières vers plusieurs stations d'épuration et les eaux traitées sont ensuite rejetées dans l'Arve ainsi que dans le Rhône.
Gaz naturel et énergie thermique <i>Chiffre d'affaires</i> 230.9 <i>Resultat net</i> 14.6 <i>Marge nette (%)</i> 6%	Appro-vente gaz Distribution gaz Chaleur à distance	Le secteur gaz naturel et énergie thermique fournit la population et l'économie du canton en gaz naturel et en chaleur. L'acheminement du gaz naturel est réalisé depuis les réseaux européens par l'entreprise romande de transport Gaznat SA jusqu'au réseau de distribution de SIG. Cette dernière, actionnaire de la société, garantit ensuite la distribution auprès des utilisateurs genevois.
Energie électrique <i>Chiffre d'affaires</i> 286.3 <i>Resultat net</i> 48.6 <i>Marge nette (%)</i> 17%	Appro-vente électricité Production électricité Eco 21	Le secteur énergie électrique approvisionne la population et l'économie du canton en électricité. L'approvisionnement de l'électricité est assuré par les centrales hydrauliques propriété des SIG (Verbois, Seujet), par des installations indigènes, par l'intermédiaire de participation (SFMCP), et par des achats hors du canton fournis notamment par le groupe EOS dont SIG est actionnaire.
Distribution électricité <i>Chiffre d'affaires</i> 232.4 <i>Resultat net</i> 60.5 <i>Marge nette (%)</i> 26%	Distribution électricité	Le secteur distribution électricité assure le transport et la livraison de l'électricité dans le canton. Le réseau d'acheminement de l'électricité est en partie souterrain et en partie aérien. Il est notamment composé de lignes à haute, moyenne et basse tension, l'interconnexion avec les cantons et pays voisins se faisant par des lignes à très haute tension.
Valorisation des déchets <i>Chiffre d'affaires</i> 82.2 <i>Resultat net</i> 2.3 <i>Marge nette (%)</i> 3%	Déchets ordinaires Déchets spéciaux Châtillon	Le secteur valorisation des déchets, au travers de l'usine des Cheneviers, assure le traitement et la valorisation des déchets. Les déchets consistent en des ordures ménagères, des déchets industriels assimilables aux ordures ménagères et des déchets spéciaux. Ils sont acheminés par voie fluviale ou par la route.
Services <i>Chiffre d'affaires</i> 42.6 <i>Resultat net</i> 1.0 <i>Marge nette (%)</i> 2%	Services énergétiques Télécom	Ce secteur fournit principalement des prestations dans les domaines de la construction et des installations, les prestations étant liées aux domaines d'activités de base des SIG, à savoir l'eau, le gaz et l'électricité. Ce secteur comprend également l'activité Télécom qui a pour but de fournir un support physique de haute qualité pour la transmission d'informations à haut débit et de concevoir les sites d'interconnexion pour rapprocher les fournisseurs de services et les clients finaux.
Autres <i>Resultat net</i> -5.5	Direction générale, système d'information, comptabilité, logistique, ingénierie, ressources humaines...	Ce secteur représente les infrastructures nécessaires au fonctionnement de l'entreprise, utilisées par les autres secteurs d'activités, ainsi que les autres produits et coûts d'exploitation qui ne peuvent être incorporés dans un secteur particulier.
Total <i>Chiffre d'affaires</i> 1'056.0 <i>Resultat net</i> 130.1 <i>Marge nette (%)</i> 12%		

En 2008, ce sont donc les secteurs « énergie électrique » et « distribution électrique » qui représentent les produits les plus importants en pourcentage des revenus totaux (286 millions pour l'énergie et 232 millions pour la distribution) :



4. ANALYSE DU TARIF DE L'ÉLECTRICITÉ

Comme mentionné en introduction, les tarifs de l'électricité des SIG comportent depuis le 1^{er} octobre 2004 la distinction entre la **fourniture d'énergie**, l'**utilisation du réseau** et les **prestations dues aux collectivités publiques**.

Le [point 4.1](#) présente ces différentes composantes du tarif. Il est ensuite procédé à leur analyse pour l'année 2009, au regard notamment des exigences de la nouvelle loi sur l'approvisionnement en électricité et sous réserve des compétences de l'EiCom.

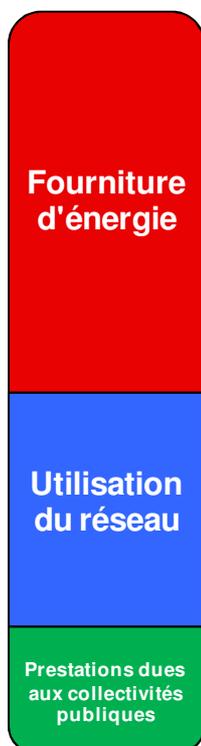
Le [point 4.2](#) traite ainsi du tarif de la fourniture d'énergie, le [point 4.3](#) du tarif de l'utilisation du réseau et le [point 4.4](#) du tarif des prestations dues aux collectivités publiques.

Le [point 4.5](#) présente quant à lui les enjeux et perspectives relatifs au tarif de l'électricité en mettant notamment en évidence les effets découlant de ces tarifs.

4.1 Introduction

4.1.1 Contexte général

Les différentes composantes du tarif de l'électricité peuvent être schématiquement représentées de la manière suivante¹⁰ :



La partie du tarif nommée « **fourniture d'énergie** » comprend le **prix de l'énergie électrique vendue**. Ce tarif est fonction du coût de la production propre et du prix d'achat de l'énergie de chaque fournisseur. La fourniture de l'énergie étant partiellement libéralisée, les clients éligibles qui le souhaitent peuvent faire jouer la concurrence et choisir librement leur fournisseur. Ils concluent ainsi un contrat de fourniture spécifique avec le fournisseur d'énergie choisi.

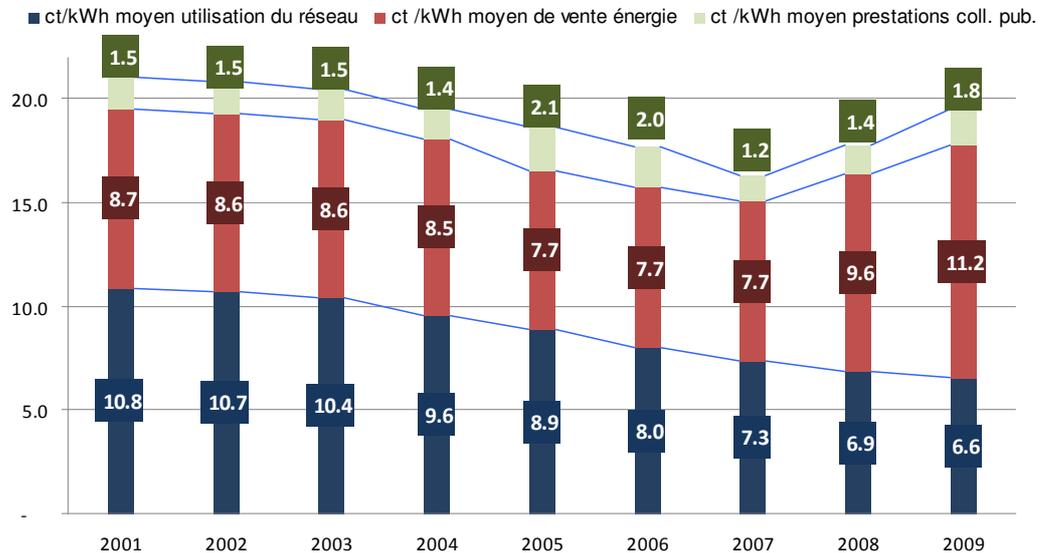
La partie du tarif nommée « **utilisation du réseau** » désigne le **prix de l'utilisation du réseau de transport** (dont le « timbre THT » facturé par Swissgrid à chaque fournisseur) et du **réseau de distribution** pour l'acheminement de l'énergie jusqu'à l'installation de l'utilisateur. Il comprend notamment l'exploitation et la maintenance du réseau de distribution, son extension et les investissements requis. Chaque gestionnaire de réseau a ses propres tarifs de distribution en fonction de la grandeur, vétusté, et complexité du réseau.

Les **prestations dues aux collectivités publiques** couvrent les **taxes, redevances et prestations** versées à l'Etat et aux communes. A compter du 1er janvier 2009, Swissgrid perçoit par ailleurs un supplément fédéral pour la promotion des énergies renouvelables dont le montant est plafonné à 0,45 ct/kWh.

¹⁰ Tarif auquel il convient d'ajouter la TVA au taux de 7.6 %

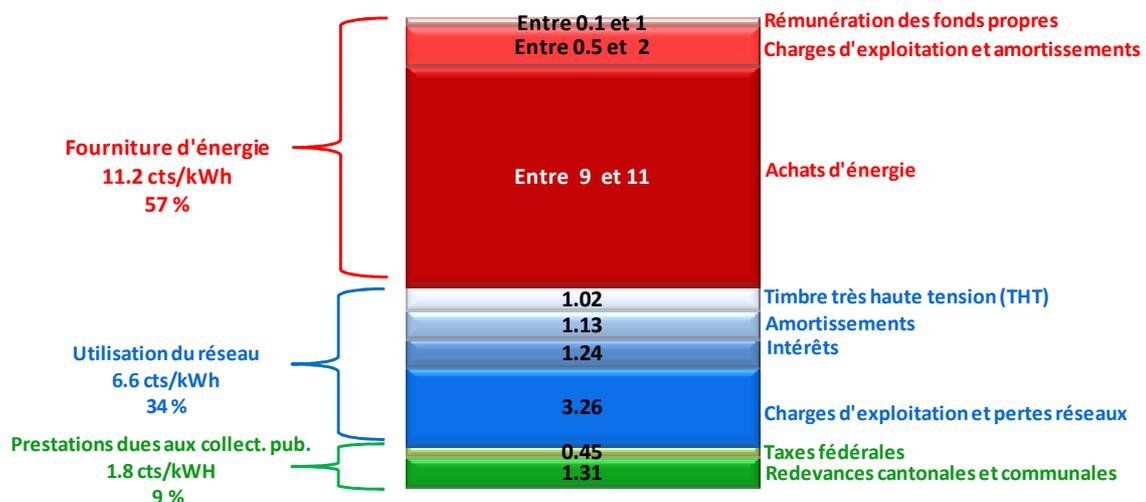
4.1.2 Historique

Le graphique suivant illustre l'évolution des composantes **du tarif moyen**¹¹ de l'électricité facturé par les SIG depuis 2001 (hors TVA) :



De 2001 à 2007, le tarif moyen de l'électricité a globalement diminué d'environ 23%, passant ainsi de 21.1 cts/kWh à 16.3 cts/kWh. C'est surtout la composante utilisation du réseau (-32% sur la période) qui explique cette baisse. En 2008 et 2009, ce tarif augmente respectivement de 9.2% et 19.6% par rapport à 2007 en raison de la hausse de la composante « énergie ». Le tarif moyen de l'année 2009 retrouve ainsi le niveau de l'année 2004.

Pour le tarif définitif des SIG relatif à l'année 2009, la **fourniture d'énergie** représente en moyenne 57% du tarif global, l'**utilisation du réseau** environ 34% et les **prestations dues aux collectivités publiques** 9%, tel qu'illustré en détail par le graphique suivant¹² (en centimes par kWh) (voir les parties 4.2 à 4.4 pour des explications par « rubrique ») :



¹¹ Le tarif moyen regroupe les segments de clientèle « particuliers », « professionnels », « entreprises » et « collectivités ». Source : SIG

¹² Les niveaux détaillés des composantes de l'énergie étant considérés comme un secret d'affaires par SIG, la Cour renonce à les rendre publics en application de l'art. 9 al. 4 LICC.

4.1.3 Processus de fixation du tarif

En application de l'article 38 lit. a) de la LSIG et de l'article 160 al. 2 lit. a) de la Constitution genevoise, les tarifs de vente de l'électricité établis par le Conseil d'administration des SIG sont soumis à l'approbation du Conseil d'Etat.

Selon l'article 4 al. 3 de l'OApEI révisée du 12 décembre 2008, « le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'EiCom les hausses de tarif d'électricité ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août ».

Pour l'année 2009, les nouveaux tarifs établis sur la base de la modification de l'OApEI ont été facturés par approximation au **1^{er} trimestre** (le prix de l'énergie n'est pas concerné par la modification de l'ordonnance ni par le nouveau calcul qui en résulte). Les tarifs **définitifs dès avril 2009** ont ensuite été approuvés par arrêté du Conseil d'Etat du 25 mars 2009. Ils se situent finalement en dessous des tarifs estimés pour le premier trimestre.

Selon l'OApEI, les différences éventuelles entre les tarifs facturés au 1^{er} trimestre et les tarifs définitifs doivent être remboursées aussi vite que possible par les gestionnaires de réseau, mais au plus tard avec le décompte définitif émis après le 1^{er} juillet 2009.

Quant aux tarifs 2010 des SIG, ils ont été approuvés par arrêté du Conseil d'Etat du 22 juillet 2009.

4.2 Analyse du tarif de l'énergie

4.2.1 Contexte général

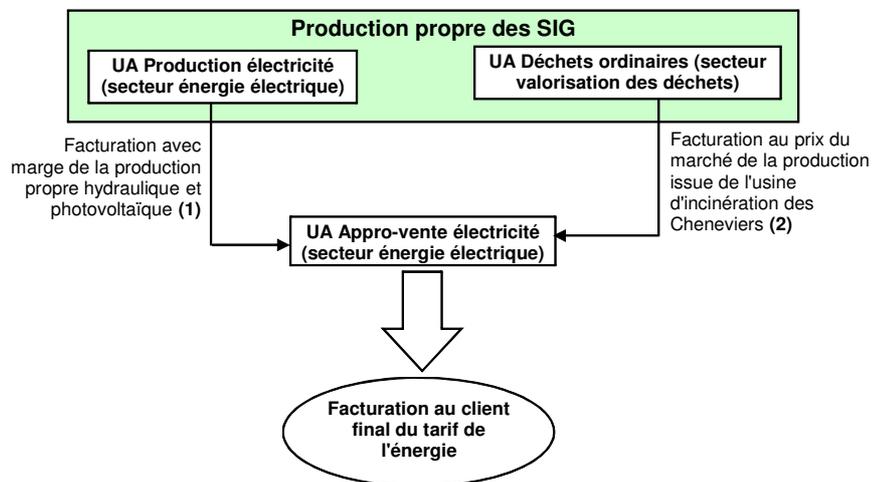
Le tarif de la fourniture d'énergie correspond au coût de l'énergie proprement dite, fonction du **coût de production propre** et du **prix d'achat de l'énergie (achats externes)**.

La production propre représente l'énergie directement produite par les SIG. Elle correspond à l'électricité issue des énergies hydrauliques et photovoltaïques, ainsi qu'à l'électricité produite par l'usine d'incinération des Cheneviers dans le cadre de la valorisation des déchets. Son coût comprend notamment :

- les charges d'exploitation directement liées à la production telles que les salaires du personnel employé aux barrages hydrauliques,
- les amortissements des installations de production,
- les charges indirectes attribuées à la production selon les contrats de prestations internes,
- la rémunération du capital investi.

Les achats externes correspondent à l'énergie achetée par les SIG auprès de producteurs ou sur le marché de l'énergie (par exemple la bourse EEX), y inclus les coûts d'exploitation et les charges indirectes.

Le schéma suivant illustre les principales relations entre secteurs d'activités et unités d'affaires (UA) (voir point 3.6) dans le cadre du calcul du tarif de l'énergie :

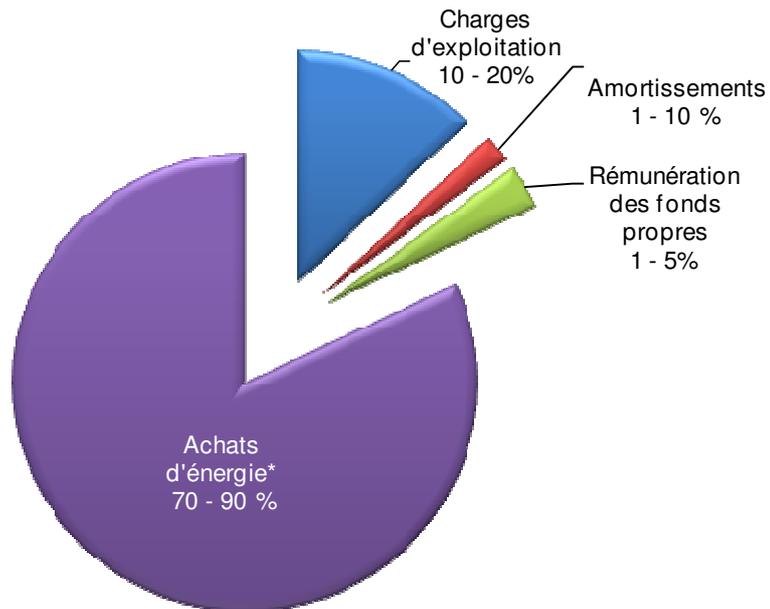


(1) Les **productions propres hydrauliques et photovoltaïques** sont facturées par l'UA « production électricité » à l'UA « appro-vente électricité » avec un taux de rémunération du capital (ou WACC, voir 4.3.2.2)¹³. Ce WACC correspond au risque industriel lié à la production d'électricité et n'est actuellement pas réglementé contrairement à celui de l'utilisation du réseau.

¹³ Le niveau de ce taux étant considéré comme un secret d'affaires par SIG, la Cour renonce à le rendre public en application de l'article 9 al. 4 LICC.

(2) La **production propre issue de l'usine des Cheneviers** est facturée par l'UA « déchets ordinaires » (secteur « valorisation des déchets ») à l'UA « appro-vente électricité » à un **prix de marché**. Jusqu'en 2006, ce prix de transfert était fixé sur la base d'un contrat conclu avec l'Etat. A partir de 2007, la méthode de calcul a été modifiée selon un mécanisme basé sur les prix de marché¹⁴ compte tenu de l'impossibilité de calculer le coût réel de cette énergie « résiduelle ».

De manière synthétique, le tarif moyen de vente de l'énergie de 11.2 cts/kWh pour l'année 2009 (voir graphique en 4.1) est composé des « coûts » suivants¹⁵ :



* Production propre et achats externes, y compris produits des participations

Les achats d'énergie représentent ainsi plus de 80% des « coûts » totaux. Les charges d'exploitation regroupent les charges directes (par exemple les charges de personnel) et les charges indirectes. Les charges indirectes sont attribuées selon les contrats de prestations internes des SIG.

Les travaux de la Cour se sont concentrés sur les achats d'énergie, y inclus les produits des participations (voir [points 4.2.2 et 4.2.3](#)). Les charges d'exploitation seront traitées globalement dans la partie relative au tarif de l'utilisation du réseau (voir [point 4.3.4](#)).

¹⁴ Le niveau de ce prix étant considéré comme un secret d'affaires par SIG, la Cour renonce à le rendre public en application de l'article 9 al. 4 LICC.

¹⁵ Source : données du budget 2009 des SIG. Les niveaux détaillés des composantes de l'énergie étant considérés comme un secret d'affaires par SIG, la Cour renonce à les rendre publics en application de l'article 9 al. 4 LICC.

4.2.2 Approvisionnement en énergie

4.2.2.1 Contexte

Bases légales

L'article 4 de l'OApEI indique que « la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base¹⁶ se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution. **Si les coûts de production dépassent les prix du marché, la composante tarifaire s'appuie sur les prix du marché** ».

L'ordonnance sur l'énergie définit à l'article 3j al. 2 le prix du marché comme la moyenne, pondérée en fonction des volumes, des prix spot de l'électricité négociés quotidiennement en bourse pour le marché suisse. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) le calcule et le publie tous les trois mois pour le trimestre en cours, sur la base des données du trimestre précédent. L'OFEN a décidé de calculer le prix du marché sur la base du Swissix¹⁷. Le prix du marché communiqué par l'OFEN doit aussi servir de limite supérieure pour les coûts de production. Pour le 1er trimestre 2009, le prix du marché calculé par l'OFEN est de 10.7 cts/kWh.

Stratégie d'approvisionnement

Dans le cadre de son activité opérationnelle liée à la vente d'électricité, les SIG sont principalement exposés aux risques de « prix¹⁸ » et de volume¹⁹. Ainsi, une « politique de gestion des risques liés à l'approvisionnement en électricité » a été approuvée par le Conseil d'administration des SIG le 6 décembre 2007 et mise à jour le 11 décembre 2008. Cette politique a pour objectif de définir le cadre dans lequel les opérations liées à l'approvisionnement en électricité doivent être réalisées (à court, moyen et long terme). La stratégie d'approvisionnement suit les objectifs principaux de couverture des besoins du canton et d'optimisation des coûts d'approvisionnement.

¹⁶ Les consommateurs finaux avec approvisionnement de base comprennent, en vertu de l'article 2 al. 1 lit. F de l'OApEI, les consommateurs finaux captifs et les consommateurs qui renoncent à l'accès au réseau. Par conséquent, cet article ne s'applique ni aux consommateurs finaux qui participent au marché, ni à la relation entre fournisseurs et distributeurs finaux.

¹⁷ La plus importante bourse de l'énergie de la Suisse est l'European Energy Exchange (EEX), basée en Allemagne. Cette bourse a ouvert un marché spot pour la Suisse fin 2006, qui englobe la zone de régulation Swissgrid. Une vente aux enchères a lieu chaque jour d'ouverture de la bourse à 10h30 pour chacune des 24 heures du jour suivant. Le Swissix (Swiss Electricity Index) est le prix moyen pour le marché suisse.

¹⁸ Le risque de prix est lié à la volatilité des prix d'achat d'électricité à court et moyen terme. Les variations sont susceptibles de générer des profits (baisses de prix) ou des coûts importants.

¹⁹ Le risque de volume représente la différence entre les quantités d'achat et/ou de vente prévues d'électricité et les quantités d'achat et/ou de vente réelles. Par exemple, une production propre réelle inférieure aux prévisions (indisponibilité d'installation et/ou hydraulité faible) constitue une perte et un risque économique car elle nécessite des achats supplémentaires sur le marché à des prix non déterminés à l'avance.

Chaque année, sur proposition du comité d'approvisionnement²⁰, le Conseil d'administration approuve la stratégie et la politique d'approvisionnement ainsi que certaines limites d'engagement en termes de quantité et de valeur²¹. L'objectif est de parvenir à répondre aux besoins estimés des consommateurs genevois en électricité, en restant dans les limites prévues. Pour ce faire, les SIG disposent des « sources d'approvisionnement » suivantes :

- la **production propre des SIG** qui est représentée par l'électricité issue des énergies hydrauliques (centrale hydraulique de Verbois et barrage-usine du Seujet) et photovoltaïque, ainsi que par l'électricité produite par l'usine d'incinération des Cheneviers dans le cadre de la valorisation des déchets,
- les **contrats d'approvisionnement à long et moyen terme avec livraison en Suisse** conclus notamment avec les fournisseurs EOS, SFMCP, etc. Ces contrats prévoient la possibilité ou l'obligation pour les SIG d'acheter une certaine quantité d'énergie à un prix déterminé pendant une certaine durée. Par exemple, les SIG disposent d'un contrat à long terme conclu avec le groupe EOS entré en vigueur fin 2007 et qui a pour échéance le 31 décembre 2015,
- les **contrats à long et moyen terme avec livraison à l'étranger ou contrats financiers (contrats de couverture)**. Ils comprennent des contrats spot²² ou à terme²³ avec livraison d'énergie ainsi que des produits de couverture sans livraison physique dont le règlement financier est défini selon le prix fixé dans le contrat.

Actuellement, les prévisions de volumes de ventes en électricité aux clients finaux des SIG ne peuvent être intégralement couvertes par la production propre et les contrats d'approvisionnement à long terme conclus avec des fournisseurs suisses et étrangers. En effet, les SIG sont structurellement déficitaires en électricité et doivent ainsi couvrir leurs besoins à moyen terme sur le marché.

Ainsi, pour l'année 2009²⁴, la consommation en électricité estimée à 3'073 GWh sera garantie à 20% par la production propre des SIG (soit environ 600 GWh), à plus de 50% par les contrats d'approvisionnement avec livraison en Suisse et à hauteur de 30% par les contrats de couverture.

²⁰ Le comité d'approvisionnement est nommé par la direction générale des SIG. Il est constitué par le directeur général, le directeur clients, le directeur finances ainsi que le responsable de l'activité approvisionnement.

²¹ Deux limites sont définies : la « limite L1 » est une limite d'engagement (en % des prévisions de vente aux clients finaux des SIG) permettant de garantir un niveau minimum d'approvisionnement physique en Suisse ; la limite L2 est une limite d'engagement (en CHF) qui permet de contrôler le risque prix des positions ouvertes (différence entre la consommation estimée et la somme des volumes garantis).

²² Contrat d'achat ou de vente d'électricité au comptant avec livraison immédiate. Dans le domaine spécifique du commerce de l'électricité, il s'agit généralement du jour suivant.

²³ Contrat à terme négocié sur un marché organisé permettant de s'assurer ou de s'engager sur un prix pour une quantité déterminée d'un produit donné (le sous-jacent) à une date future. Les contrats à terme sont des contrats avec ou sans livraison physique. Par exemple, il est possible d'acheter aujourd'hui sur la bourse européenne EEX un produit financier correspondant à une certaine quantité d'énergie et à un prix fixé pour toute l'année 2011.

²⁴ Les prévisions de vente et d'approvisionnement au-delà de 2009 étant considérées comme un secret d'affaires par SIG, la Cour renonce à les rendre publiques en application de l'article 9 al. 4 LICC.

A terme, afin notamment d'être moins dépendants vis-à-vis des prix du marché qui sont très volatiles, les SIG ont l'ambition d'augmenter leur taux de production propre qui se situe aujourd'hui aux alentours de 20% (28 % avec SFMCP).

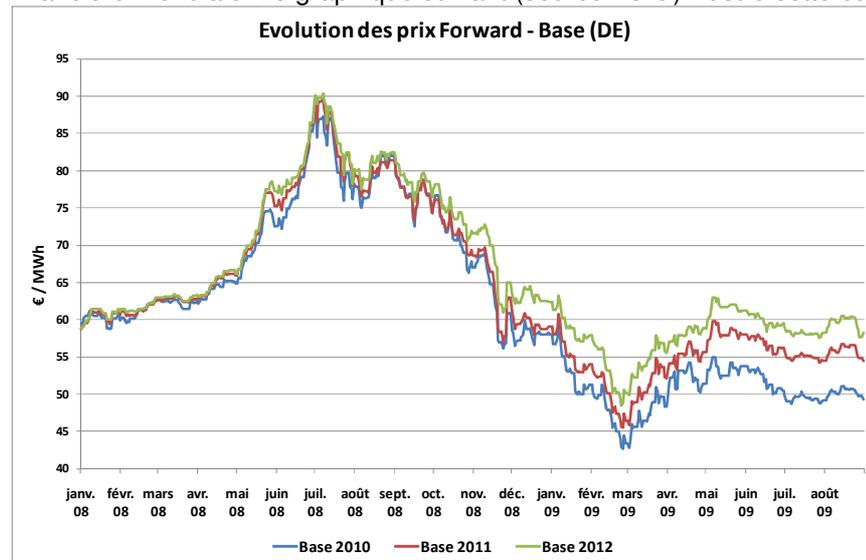
Coût d'approvisionnement des SIG

Compte tenu de la stratégie d'approvisionnement mise en place, le coût moyen d'approvisionnement des SIG (qui représente la production propre, les contrats d'approvisionnement ainsi que les contrats de couverture) peut être prévu pour les années suivantes, après prise en compte des principaux facteurs suivants :

- l'évolution du prix des enchères de capacité²⁵ entre l'Allemagne et la Suisse,
- le prix d'achat / de revente relatif aux « positions ouvertes »,
- l'évolution du taux de change entre l'euro et le franc suisse,
- les variations de production liées à l'hydraulicité (Verbois et Seujet notamment),
- les arrêts de production fortuits de l'usine des Cheneviers,
- les variations de consommation en fonction des conditions météorologiques,
- les pertes ou gains de clients dans un contexte d'ouverture du marché depuis le 1^{er} janvier 2009.

En 2008, le coût moyen d'approvisionnement estimé s'élevait de 8 à 10 cts/kWh²⁶. Pour l'année 2009, il est estimé de 9 à 11 cts/kWh soit une augmentation par rapport à 2008. Cette hausse est répercutée sur les tarifs de fourniture d'énergie au client final.

Cette augmentation du coût moyen d'approvisionnement est principalement expliquée par la réalisation d'achats d'énergie à terme, destinés à couvrir une partie des besoins en approvisionnement pour les années à venir, à des prix qui se sont révélés a posteriori plus élevés que les prix actuels. En effet, les prix de l'électricité ont très fortement diminué à partir de juillet 2008 suite à la crise financière mondiale. Le graphique suivant (source : SIG) illustre cette baisse :



²⁵ Lorsque les capacités de transport de l'énergie entre deux pays sont limitées par rapport aux besoins réels, des mécanismes d'enchères peuvent être mis en place afin de les attribuer.

²⁶ Les niveaux détaillés des composantes de l'énergie étant considérés comme un secret d'affaires par SIG, la Cour renonce à les rendre publics en application de l'art. 9 al. 4 LICC.

4.2.2.2 Constats

- 1 Il revient à l'EiCom de se prononcer sur le respect de l'article 4 OApEI qui stipule que « si les coûts de production dépassent les prix du marché, la composante tarifaire s'appuie sur les prix du marché ». En l'état actuel de la législation et des directives émises par l'EiCom, le terme de « coût de production » nécessite en effet une clarification de la part des autorités compétentes : prise en compte uniquement de la production propre, prise en compte de la production propre et des contrats d'approvisionnement à long et moyen terme...
- 2 Le coût moyen d'approvisionnement des SIG dépend de la stratégie d'approvisionnement mise en place et des prévisions des SIG quant à l'évolution de nombreux facteurs internes et externes : évolution du prix des enchères de capacité, prix de revente des positions ouvertes, évolution du taux de change entre l'euro et le franc suisse, etc.

Dans la mesure où les tarifs d'une année sont déterminés environ six mois à l'avance, il peut arriver, en fonction de l'évolution de certains facteurs clés, que les résultats réels d'une année soient supérieurs à ceux budgétés, comme lors des trois dernières années. Jusqu'en 2009, les clients n'ont pas pu profiter des gains additionnels résultant d'une marge réelle entre le prix de vente et le coût moyen d'approvisionnement supérieure à celle budgétée.

- 3 Une stratégie de couverture de l'approvisionnement **garantissant l'approvisionnement physique en électricité** est très efficace en cas de marché haussier puisque dans ce cas, le coût moyen d'approvisionnement des SIG reste en effet inférieur aux prix du marché. En revanche, en cas de marché fortement baissier, il y a un risque que le coût moyen d'approvisionnement devienne supérieur aux prix du marché.

4.2.2.3 Risques découlant des constats

Le **risque d'image** envers le consommateur tient à des tarifs de l'énergie potentiellement supérieurs à ceux du marché.

4.2.2.4 Recommandations

Actions :

[cf. constat 2] En cas de dépassement des résultats réels d'une année par rapport à ceux budgétés, la Cour invite les SIG à rembourser le surplus aux usagers soit directement, soit via les tarifs futurs par la création d'un fonds.

Au cours de l'audit, la Cour relève que le conseil d'administration des SIG a décidé la création d'un fonds de péréquation qui garantira dès 2009 que tout gain additionnel résultant d'une marge réelle entre le prix de vente et le coût moyen d'approvisionnement supérieure à celle budgétée profitera aux clients par le biais d'adaptation tarifaire. Compte tenu de modifications dans les conditions d'approvisionnement au cours de l'année 2009 mais aussi d'éléments conjoncturels comme les variations du taux de change, le conseil d'administration des SIG a en outre décidé le 25 juin 2009 de reverser en 2009 à tous les usagers un montant de 14 millions ce qui représente environ 0.5 ct/kWh.

Le Conseil d'Etat a approuvé ce remboursement le 22 juillet 2009²⁷. La Cour considère donc cette recommandation comme réalisée.

[cf. constat 3] Procéder à une analyse coût/bénéfice d'une modification de la politique d'approvisionnement également basée sur une partie variable.

Une répartition adéquate entre la partie de l'approvisionnement couverte (fixe) et non couverte (variable) doit permettre de bénéficier d'une baisse des prix du marché tout en limitant le risque d'une hausse potentielle. Les variations relatives aux positions non couvertes devraient être répercutées sur le tarif facturé au client lors des années suivantes.

Pistes et modalités de mise en œuvre

[cf. constat 3] Dans le contexte de la libéralisation complète du marché de l'électricité d'ici 2014 et d'une volatilité accrue du prix de l'énergie, le comité d'approvisionnement étudie les opportunités et les risques d'une modification de la politique d'approvisionnement.

Le cas échéant, le comité est invité à formaliser et à proposer au Conseil d'administration une nouvelle stratégie d'approvisionnement permettant de profiter d'une éventuelle baisse des prix et de limiter une hausse potentielle.

Avantages attendus

Permettre au consommateur de bénéficier des gains additionnels résultant d'une marge réelle entre le prix de vente et le coût moyen d'approvisionnement supérieure à celle budgétée. La Cour salue l'adoption, en cours d'audit, d'une politique des SIG ayant permis de reverser à tous les usagers un montant de 14 millions en 2009.

La mise en place de la recommandation relative à la stratégie d'approvisionnement permettrait de profiter de baisses de prix potentielles sur le marché.

4.2.2.5 Observations des SIG

[cf. constat 2] *Les mesures prises par SIG lors du 1^{er} semestre 2009 permettent de faire bénéficier les clients de toute amélioration de la situation économique : si les conditions s'améliorent, les gains obtenus sont répercutés aux clients. Nous sommes satisfaits que la Cour juge ces mesures adéquates.*

[cf. constat 3] *SIG accepte les recommandations de la Cour des Comptes et les mettra en œuvre (augmenter la partie en couverture variable) dès que les conditions du marché les rendront pertinentes.*

²⁷ Source : point presse du Conseil d'Etat du 24 juillet 2009 et arrêté du Conseil d'Etat du 22 juillet 2009.

4.2.3 Participation des SIG dans Energie Ouest Suisse Holding (EOSH)

4.2.3.1 Contexte

Les SIG détiennent une participation de 23.02% dans la société EOSH qui est active dans la production, le transport et le négoce d'énergie (voir 3.5). Pour le Conseil d'administration des SIG, cette participation est qualifiée de « stratégique » dans la mesure où elle garantit l'approvisionnement de la société à long terme. Alpiq réserve notamment la moitié de sa production suisse pour couvrir les besoins des actionnaires de EOSH.

La valeur de cette participation est annuellement réévaluée dans les états financiers consolidés des SIG afin de tenir compte de la création de valeur générée par cette filiale (principe de la mise en équivalence²⁸). Cette mise en équivalence se traduit pour l'année 2008 par un impact de + 47.7 millions sur le résultat net consolidé des SIG. Dans la présentation sectorielle publiée selon les normes IFRS, le résultat de la mise en équivalence est intégré au secteur « électricité ». En quatre ans, la valeur de la participation a augmenté de plus de 400 millions pour s'élever à 753 millions à fin 2008.

La mise en équivalence d'EOSH n'est pas prise en compte par les SIG dans le calcul du tarif de l'énergie dans la mesure où elle ne constitue pas un élément monétaire (entrée de trésorerie).

Pour la première fois depuis les dix dernières années, EOSH a versé en 2008 aux SIG un dividende de 5.8 millions sur le résultat de l'année 2007 décidé par l'Assemblée Générale d'EOSH dans le courant du premier trimestre 2008. Ce montant n'a pas été pris en compte dans la fixation des tarifs 2009 de l'énergie. Au cours de l'audit de la Cour, les SIG ont décidé de « reverser » ce dividende aux consommateurs finaux d'électricité en 2009 sous la forme d'un remboursement. Ce remboursement aux usagers²⁹, décidé par le Conseil d'administration des SIG le 26 février 2009, a été approuvé par arrêté du Conseil d'Etat du 25 mars 2009.

Suite à la fusion entre EOS et ATEL qui a donné naissance à la société Alpiq (voir point 3.5), EOSH a droit à une participation de 31% d'Alpiq ainsi qu'à une contrepartie financière (soulte) de 1.8 milliard en rémunération des actifs apportés. Sur ces 1.8 milliard, 400 millions feront l'objet, en 2009, d'un versement extraordinaire (ci-après « dividende extraordinaire ») aux actionnaires de EOSH. Les SIG ont décidé d'affecter leur part (92.1 millions (400 millions x 23.02%)) à des économies d'énergie (32 millions) et à de nouveaux moyens de production en matière d'énergies renouvelables (60 millions)³⁰.

4.2.3.2 Constats

²⁸ Dans le cadre d'une consolidation des comptes, la mise en équivalence consiste à substituer à la valeur comptable des titres de la filiale (EOSH) détenues par la société mère (SIG), la part correspondante dans les capitaux propres de la filiale (résultat compris). Cette valeur correspond à la quote-part des capitaux propres de la filiale qui revient à la société mère.

²⁹ Une information sur ce remboursement figure également dans les factures envoyées aux usagers des SIG depuis le mois d'avril 2009.

³⁰ Source : communiqué de presse des SIG du 19 mai 2009

- 1 En l'état actuel, la LApEI et l'OApEI ainsi que les diverses directives et interprétations (notamment de l'EiCom) ne traitent pas spécifiquement de la prise en compte ou non dans le tarif de l'énergie :
 - des mises en équivalence de sociétés détenues dans le domaine de l'électricité,
 - de versements (dividendes ordinaires, extraordinaires, ...) provenant de sociétés détenues dans le domaine de l'électricité.

Sur le plan de la conformité légale, les SIG sont donc libres d'inclure ou non ces éléments dans le tarif de l'énergie, dans le cadre de la politique cantonale de l'énergie.

- 2 La Cour relève que les SIG appliquent un traitement différencié entre l'utilisation des dividendes ordinaires et l'utilisation des dividendes extraordinaires.

En effet, les 5.8 millions de dividende ordinaire versés par EOSH aux SIG en 2008 seront reversés aux clients finaux des SIG sous la forme d'un remboursement en 2009. Il en sera de même pour les futurs dividendes ordinaires annuels qui seront intégrés dans le calcul du tarif de l'énergie.

A l'inverse, le dividende extraordinaire de 92.1 millions ne contribuera pas à une baisse des tarifs mais sera utilisé, sur décision du Conseil d'administration des SIG, pour financer des économies d'énergie et des nouveaux moyens de production en matière d'énergies renouvelables.

A titre illustratif, la prise en compte de ce dividende extraordinaire dans le calcul du tarif relatif à la fourniture d'énergie aurait contribué à une baisse du tarif de l'ordre de 0.6 ct/kWh par année pendant 5 ans (soit une baisse de 5% par année pendant cinq ans sur la base du tarif de l'énergie 2009).

4.2.3.3 Observations des SIG

SIG va au-delà de ce qui est communément pratiqué par les acteurs de la branche en affectant le dividende ordinaire d'EOSH qui provient d'activités d'exploitation à ses coûts d'approvisionnement, ce qui a pour conséquence d'abaisser les coûts d'approvisionnement et, de ce fait, les tarifs pour les consommateurs.

Le dividende extraordinaire est un revenu d'activités d'investissement et SIG le réinvestit dans des projets d'investissement, à la fois dans la production électrique (énergies renouvelables) et la réduction de la consommation (programme eco21), les kWh non consommés étant les plus écologiques.

4.3 Analyse du tarif de l'utilisation du réseau

4.3.1 Introduction

Cette partie a pour objet d'analyser le tarif de l'utilisation du réseau qui représente environ un tiers du tarif global de l'électricité pour l'année 2009 (voir 4.1). Il désigne le prix de l'utilisation du réseau de transport et du réseau de distribution des SIG pour acheminer l'énergie jusqu'à l'installation de l'utilisateur.

A ce titre, il convient de préciser que le réseau électrique des SIG constitue un monopole. C'est pourquoi cette partie du marché de l'électricité est régulée et les conditions-cadres de son fonctionnement fixées par la législation fédérale.

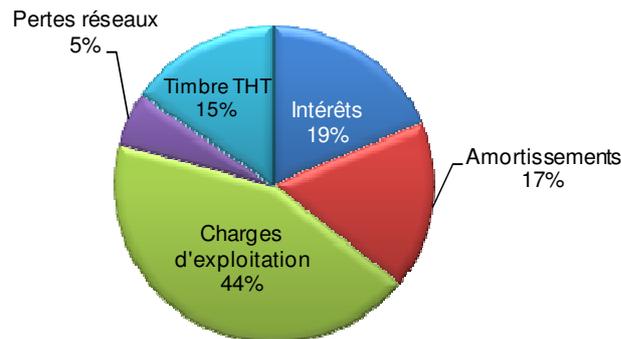
Le coût de l'utilisation du réseau est composé de cinq éléments bien distincts :

- **Amortissements** : il s'agit de la constatation calculée³¹ de la perte de valeur subie par un bien du fait de son utilisation ou de sa détention par l'entreprise. Il recouvre deux phénomènes distincts : l'usure due à l'utilisation d'un bien (machines, agencements, véhicules, immeubles, etc.) et l'obsolescence, due au fait que les actifs de production utilisés par l'entreprise peuvent devenir désuets compte tenu de l'évolution technologique du secteur d'activité.
- **Intérêts** : ils correspondent à la rémunération du capital investi par un gestionnaire de réseau. Les coûts de capital sont un des facteurs-clés de la détermination d'une rétribution adéquate de l'utilisation du réseau.
- **Pertes du réseau** : pour réussir à faire passer le courant électrique, il faut fournir une puissance, qui sera dissipée lors des chocs avec les atomes, sous forme de chaleur (dissipation d'énergie électrique sous forme thermique). Cette dissipation est la perte du réseau. Cela signifie qu'une partie de l'électricité envoyée sur les lignes sera dissipée et n'arrivera pas au consommateur final.
- **Charges d'exploitation** : les charges d'exploitation directement liées au réseau de distribution comprennent notamment l'entretien, la surveillance et les services-système, les impôts, les prestations gratuites et les redevances de concession. Des charges indirectes, telles que loyers et frais administratifs sont attribuées à la distribution selon des clés de répartition ressortant de la comptabilité analytique.

³¹ Les articles 15 al. 3 de la LApEI et 13 al. 2 de l'OApEI mentionnent « les amortissements comptables [...] », alors que la version allemande mentionne des amortissements calculés (« kalkulatorischen Abschreibungen »). Le message du Conseil fédéral relatif à la LApEI précise « Il convient de distinguer les amortissements calculés des amortissements de comptabilité générale déterminés dans une optique fiscale et financière (d'où le terme « calculés »). [...] Cela signifie qu'il peut y avoir des différences entre la valeur inscrite dans les documents comptables et la valeur d'une installation déterminée à partir de la comptabilité analytique » (Lois et message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité, paru le 03.12.2004, page 1538).

- **Timbre très haute tension (THT)** : facturé par EOS jusqu'en 2008 et par Swissgrid dès le 1er janvier 2009, il comprend les coûts d'exploitation et d'entretien du réseau très haute tension, les amortissements, les intérêts sur le capital engagé (valeur du réseau) et la marge sur l'activité de transport de l'énergie pour le réseau à très haute tension national.

Ces coûts se répartissent de la manière suivante pour la tarification 2009³² (tarif de vente moyen de 6.6 cts/kWh) :



Ainsi, les points suivants traiteront successivement des amortissements et des intérêts (4.3.2), des pertes réseau (4.3.3) et des charges d'exploitation (4.3.4). Le « timbre THT » ne sera pas traité dans la mesure où les SIG n'ont aucune influence directe sur ce coût qui leur est facturé par la société Swissgrid.

4.3.2 Amortissements et intérêts

Afin de déterminer les amortissements et les intérêts, il est nécessaire de connaître la base de calcul (soit la valeur du réseau de distribution, voir 4.3.2.1) et le taux d'intérêt à appliquer (4.3.2.2) :

Amortissements = Valeur du réseau de distribution * taux d'amortissement Intérêts = Valeur dépréciée du réseau de distribution * taux d'intérêt
--

Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la valeur du réseau et le taux d'intérêt sont grands, plus les amortissements et les intérêts seront élevés et par conséquent le coût de l'utilisation du réseau sera élevé. La détermination des tarifs de l'année N s'effectue en principe au cours de l'année N-1 sur la base de la valeur des actifs au 31 décembre N-2.

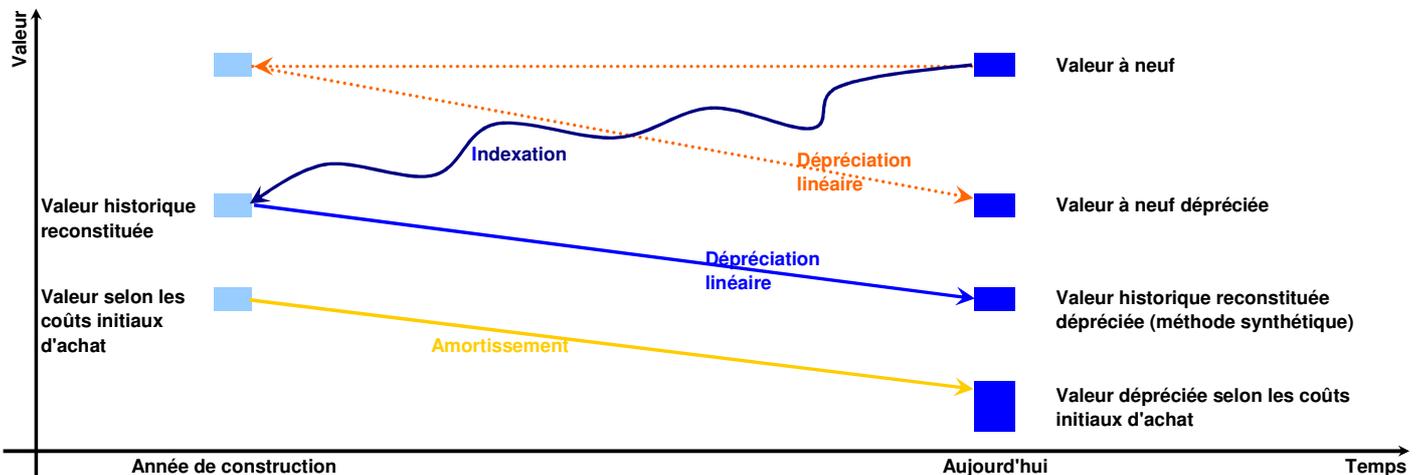
4.3.2.1 Contexte relatif à la valorisation du réseau et aux amortissements

Introduction

Avant l'entrée en vigueur de l'OApEI, les gestionnaires utilisaient diverses « méthodes » afin de valoriser leur réseau. Les trois principales méthodes sont décrites et illustrées ci-après :

³² Source : SIG

Méthode	Mode de calcul	Description
Valeur selon les coûts initiaux d'achat	Coûts initiaux d'achats activés * taux d'amortissement * nombre d'année	Cette valeur dépend notamment des durées d'amortissement utilisées.
Valeur à neuf dépréciée	Valeur à neuf * taux d'amortissement * nombre d'année	La valeur à neuf dépréciée correspond au montant qu'il faudrait dépenser aujourd'hui pour reconstruire le réseau sans en changer les caractéristiques techniques, mais en retenant des coûts de constructions actuels. Cette valeur sera ensuite dépréciée afin de tenir compte de la vétusté des actifs.
Valeur historique reconstituée dépréciée (ou méthode synthétique)	Valeur à neuf * taux d'amortissement * nombre d'année * indexation	La méthode synthétique se base sur la valeur à neuf à laquelle un indice de correction, reflétant l'inflation passée, est appliqué afin de déterminer les coûts historiques de construction de chaque élément (valeur historique reconstituée). Cette valeur historique sera ensuite dépréciée afin de tenir compte de la vétusté des actifs.



Bases légales

Selon l'article 15 al. 3 de la LApEI, les coûts de capital (intérêts) et les amortissements doivent être calculés sur la base des **coûts initiaux d'achat ou de construction** des installations existantes. En vertu de l'article 13 al. 4 OApEI, c'est *uniquement* dans le cas où il n'est plus possible de déterminer ces coûts que le calcul peut être fait, *exceptionnellement*, en fonction des coûts de remplacement déterminés rétroactivement sur la base d'indices des prix (**méthode synthétique**).

L'article 13 al. 4 OApEI ne laisse donc pas de liberté de choix entre ce mode de calcul dit synthétique et l'utilisation des coûts initiaux d'achat ou de construction.

De plus dans sa communication du 16 décembre 2008³³, l'EICoM explique que selon ce même article, la valeur portée initialement à l'actif est déterminante étant donné que des coûts éventuels non inscrits à l'actif, comme par exemple les prestations propres ou les coûts pour les projets et les études sont supposés déjà payés lors de la construction par le biais des coûts d'exploitation. Facturer deux fois des mêmes coûts c'est-à-dire d'abord comme coûts d'exploitation et plus tard comme coûts de capital n'est pas autorisé.

³³ Questions et réponses sur la mise en œuvre des modifications du 12.12.2008 apportées à l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) EICoM, 16 décembre 2008

Dès fin 2008, l'EICom développe une **politique extrêmement restrictive** en ce qui concerne **l'autorisation d'utiliser le mode de calcul synthétique**. Le seul fait que les registres ne sont plus disponibles parce que la durée de conservation obligatoire de 10 ans est dépassée ne constitue pas un motif suffisant pour adopter le mode de calcul synthétique.³⁴

L'EICom part du principe qu'en règle générale, tous les gestionnaires de réseau disposant d'une personnalité juridique sont en mesure de reconstituer les coûts d'achat ou de construction initiaux. Les exceptions justifiées devraient se limiter essentiellement aux centrales électriques intégrées à une exploitation communale et ne disposant pas auparavant d'une comptabilité adéquate pour leurs installations.

Pour créer un effet incitatif au calcul sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction, le Conseil fédéral a, avec la révision de l'OApEI du 12 décembre 2008, introduit un **malus de 20%** en défaveur des gestionnaires de réseau utilisant la méthode synthétique.

Concernant la valeur dépréciée selon les **coûts initiaux d'achat ou de construction**, l'EICom admet que celle-ci puisse s'écarter de la valeur comptable s'il est notamment démontré que les durées d'amortissements comptables utilisées jusqu'alors ne sont pas « appropriées ». En la matière, le caractère approprié des durées peut être apprécié en comparaison à celles publiées par l'AES (association des entreprises électriques suisses)³⁵. « L'EICom n'a pas vérifié ces durées, mais il n'existe pas d'indices portant à croire qu'elles ne seraient pas appropriées au sens de l'article 13 al. 1 OApEI. En conséquence, les gestionnaires de réseau peuvent utiliser ces durées d'utilisation³⁶ ».

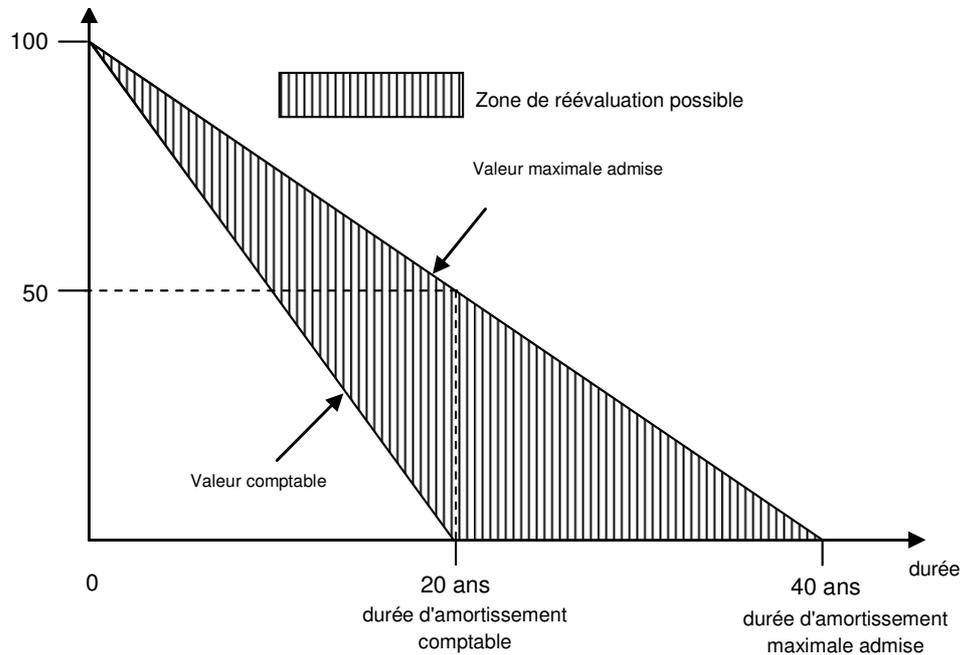
Ainsi, l'EICom peut autoriser un gestionnaire de réseau utilisant la méthode des coûts initiaux d'achat à « réévaluer » son réseau jusqu'à une valeur maximum qui correspond à celle obtenue par l'utilisation de durées « appropriées » (exemple pour un actif de 100 dont la durée d'utilisation comptable est de 20 ans) :

³⁴ Selon directive 1/2009 de l'EICom (16 janvier 2009)

³⁵ L'AES a publié les durées d'utilisation pour diverses catégories d'installations dans l'article "Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution MUR-D CH", au chapitre 7.3 "Durée d'amortissement en fonction des catégories d'installation". Voir www.electricite.ch/fr/dossiers/marche-de-lelectricite.html

³⁶ Source : Elcom – Questions et réponses sur la mise en œuvre des modifications du 12.12.2008 apportées à l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

coût initial d'achat =
valeur du réseau



Dans cet exemple, alors que la valeur dépréciée du réseau **selon les durées d'amortissement comptables** devrait être nulle au bout de 20 ans (et qu'à ce titre aucun amortissement ni intérêt ne devrait être constaté pour le calcul du tarif de l'utilisation du réseau), l'EiCom pourrait autoriser que le calcul s'effectue **au maximum** sur une valeur réévaluée du réseau de 50 engendrant ainsi un amortissement annuel de 2.5 ($100 / 40$) pendant les 20 années suivantes.

Au final, lorsque le gestionnaire de réseau utilise la « fourchette » haute (valeur de 50 au lieu de 0 au bout de 20 ans) pour déterminer le montant de ses amortissements, il fait en quelque sorte supporter deux fois la charge d'amortissement au consommateur final :

- une première fois au titre des amortissements comptables (soit dans l'exemple précédent, un amortissement de 5 par année ($100 / 20$) pendant 20 ans)
- et une deuxième fois au titre de la « réévaluation » de son réseau (soit 2.5 ($100 / 40$) pendant les 20 années suivantes)

L'article 13 al. 1 OApEI oblige les gestionnaires de réseau à fixer, dans des directives transparentes et non discriminatoires, les durées d'utilisation uniformes et appropriées pour les différentes installations et leurs composants.

Chaque gestionnaire de réseau est tenu de se donner et de tenir à disposition les règles selon lesquelles il active ses investissements (art. 7 al. 4 OApEI).

Méthode appliquée par les SIG

Les SIG ont fait appel, dès 2001, à un consultant indépendant externe afin d'évaluer leur réseau électrique. Le consultant a utilisé la méthode de la valeur historique reconstituée dépréciée et a conclu à une **valorisation de 858 millions**. A cette époque, il s'agissait de la méthode préconisée par la branche sur la base de l'interprétation du projet de loi sur le marché de l'électricité (LME).

En prévision de l'ouverture du marché pour 2008, les SIG ont procédé en interne à une nouvelle évaluation de leur réseau au 31 décembre 2007 en utilisant la méthode synthétique. Les SIG ont conclu à une valeur de leur réseau de **1'270 millions**. Pour la tarification 2009 et suite à la révision de l'OApEI du 12 décembre 2008, les SIG ont utilisé, faute de temps, la **méthode synthétique**, en procédant à quelques ajustements et adaptations à la valeur de 1'270 millions et en y appliquant le malus de 20%³⁷, soit une valeur du réseau s'élevant à **969 millions**.

Pour la tarification 2010, les SIG ont utilisé la méthode des **coûts initiaux d'achat ou de construction**, établie conformément au cadre légal (LApEI, OApEI), en retenant une valeur de **720 millions**. Cette valeur s'écarte sensiblement de la valeur nette comptable (**375 millions** à fin 2007) en raison de durées d'amortissement comptables retenues jusqu'alors qui étaient en moyenne inférieures aux durées de vie technique recommandées par l'AES.

Les amortissements comptables étaient en effet calculés de manière linéaire en fonction de longévités fixées par un arrêté du Conseil d'Etat en 1974, révisé en 1998, qui étaient inférieures aux durées de vie technique des installations. Ces durées se situaient en moyenne en dessous des durées maximales admises.

La nouvelle évaluation du réseau des SIG de 720 millions a été admise par l'EICoM le 30 octobre 2009. Il convient de relever que dans le cadre de son contrôle, l'EICoM a admis la comptabilisation des plans réseaux³⁸ des SIG en charges d'exploitation, ceux-ci étant précédemment inclus dans la valeur du réseau. En conséquence de cette modification, les SIG ont intégré les dépenses 2007 relatives aux « plans réseaux », soit 6.8 millions, dans les charges d'exploitation servant à l'élaboration du tarif 2009³⁹.

4.3.2.2 Contexte relatif au taux d'intérêt

Dans le cadre du calcul des intérêts pour la tarification du prix de l'utilisation du réseau, deux éléments sont fondamentaux. D'une part la base de calcul, soit la valorisation du réseau (se référer au point précédent) et d'autre part le taux à appliquer. Le taux doit selon la loi représenter une rémunération « appropriée » du capital. Les réseaux étant très demandeurs en capitaux, une faible variation du taux peut avoir des conséquences significatives sur le montant des intérêts.

Le coût du capital est le taux de rentabilité minimum que doivent dégager les investissements de l'entreprise pour que celle-ci puisse satisfaire les exigences de rentabilité des actionnaires et des créanciers. Par exemple, si une entreprise attend un rendement de ses capitaux de 12%, ceci signifie que seuls les investissements ayant un rendement supérieur ou égal à 12% doivent être réalisés.

Le WACC (Weighted Average Cost of capital) ou coût moyen pondéré du capital est une expression de ce coût, exprimé en pourcentage. Cette méthode considère

³⁷ Hormis pour trois éléments du réseau (compteurs MT, compteurs BT et centres de conduite) représentant environ 2 % de la valeur du réseau.

³⁸ Les plans réseaux correspondent aux dépenses d'exploitation afin notamment d'effectuer des relevés et de numériser le réseau de distribution.

³⁹ Pour mémoire, les charges effectives de l'année N-2 sont utilisées pour la tarification de l'année N.

que les sociétés utilisent pour leur financement un mélange de capital propre et de capital étranger dont les taux d'intérêt sont normalement différents. Hors effet d'impôt, le coût du capital est la moyenne pondérée du coût des dettes et des fonds propres⁴⁰. La plupart des autorités européennes de régulation dans le domaine de l'économie de l'électricité et du gaz utilisent aujourd'hui la méthode du taux de coût moyen pondéré du capital pour apprécier le taux conforme au risque.

Bases légales

Jusqu'à l'introduction de la LApEI en 2008 et sa première application lors de la tarification 2009, la rémunération des capitaux liés au réseau de distribution n'était pas réglementée. En revanche, la Surveillance des prix, dans une circulaire⁴¹ datant de décembre 2006, recommandait les paramètres de calcul d'un taux adéquat de coûts de capital pour les gestionnaires du réseau électrique en s'appuyant sur des bases légales pertinentes et fixait ce taux à 4.56%.

L'article 15 LApEI stipule que les coûts de réseau englobent les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Ils comprennent un bénéfice d'exploitation approprié.

A la suite de l'annonce par les entreprises de la branche de fortes augmentations de prix, le Conseil Fédéral, craignant des abus, a introduit des dispositions transitoires dans l'OApEI le 12 décembre 2008.

Ainsi en vertu de l'article 13 al. 3 let. b de l'OApEI, le taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux correspond au rendement moyen, en pour-cent, des obligations de la Confédération d'une durée de 10 ans au cours des 60 mois écoulés, plus une indemnité de risque qui s'élève actuellement à 1,93 points pour les installations du réseau mises en exploitation après le 1er janvier 2004.

Le taux d'intérêt est donc calculé comme suit:

Rendement moyen des obligations de la Confédération au cours des 60 mois écoulés – état avril 08 ⁴² :	2.62%
Supplément correspondant à l'indemnité de risque :	1.93%
Taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux (WACC) :	4.55%

Les dispositions transitoires de l'OApEI, stipulent à l'article 31a que, pour la période allant de 2009 à 2013, le taux d'intérêt des installations mises en service avant le 1^{er} janvier 2004 est inférieur d'un point au taux défini, soit 3.55%.

Néanmoins, les exploitants des installations qui n'ont pas été réévaluées ou qui ont été amorties sur une durée d'utilisation uniforme et appropriée ou qui ont été amorties de façon linéaire sur une période plus longue peuvent demander à

⁴⁰ Soit une entreprise dont le capital est composé à 60% de fonds propres et à 40% de dettes financières. Si le rendement exigé par les actionnaires est de 9% et l'intérêt de l'emprunt de 6%, alors le coût du capital est de $9\% \times 60\% + 6\% \times 40\% = 7.8\%$.

⁴¹ Détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse, Décembre 2006, Preisüberwachung.

⁴² Source: Bulletin mensuel de statistiques économiques avril 2008, tableau E, données mensuelles sur les taux d'intérêts au comptant pour les obligations de la Confédération d'une durée de 10 ans.

<http://www.snb.ch/fr/i/about/stat/statpub/statmon/stats/statmon/statmon E3>.

l'ECom que le taux d'intérêt sans la réduction leur soit appliqué, soit 4.55 % pour toutes les installations (art. 31 a al. 2 OApEI).

Méthode appliquée par les SIG

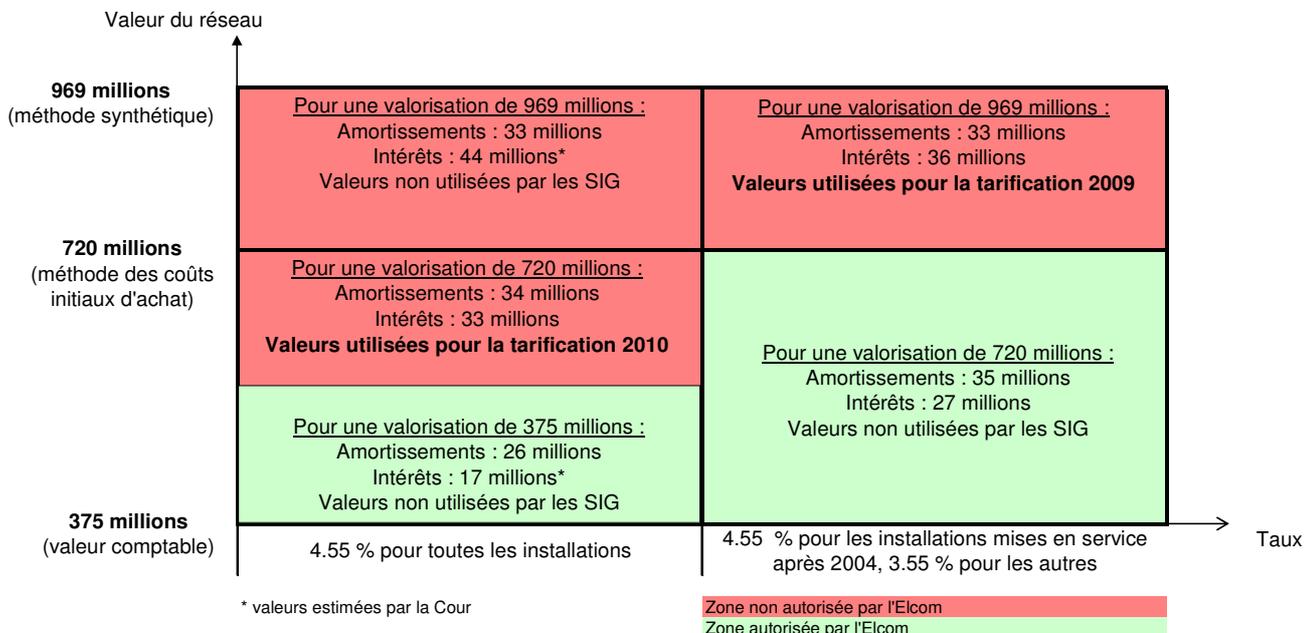
Pour la tarification 2007, les SIG ont utilisé un WACC de 5.33%. Suite à diverses discussions avec la surveillance des prix qui estimait que le WACC utilisé était trop élevé (5.33% contre 4.56% recommandé par la surveillance des prix), les SIG ont mandaté un professeur de l'Université de Genève afin de calculer un WACC adapté aux SIG. Dans sa réponse aux SIG, ce dernier a confirmé le taux de 5.33%. La tarification calculée sur cette base a été validée par la surveillance des prix.

Pour la tarification 2009, les SIG ont utilisé un WACC de 4.55% pour les installations mises en service après 2004 et un WACC de 3.55% pour les autres, abandonnant ainsi le taux de 5.33%.

Pour la tarification 2010, les SIG ont utilisé un taux unique de 4.55% pour toutes les installations y compris celles mises en service avant 2004. Conformément à l'article 31 a al. 2 de l'OApEI, une demande quant à l'acceptation de ce taux a été adressée à l'ECom le 12 juin 2009.

4.3.2.3 Constats

Le graphique ci-après met en évidence, pour le cas des SIG, les « zones » autorisées et non autorisées par l'ECom, compte tenu de la valeur du réseau utilisée et du taux d'intérêt retenu. Les montants des amortissements et intérêts calculés pour les tarifications 2009 et 2010 sont présentés pour chacune des zones :



Il découle de l'analyse de ce tableau les constats suivants :

- 1 **Pour la tarification 2009**, l'utilisation de la méthode dite « synthétique » (valeur historique dépréciée avec malus de 20 %, soit une valeur retenue de 969 millions) n'a pas été autorisée par l'EICom le 30 octobre 2009. En effet, l'EICom part du principe qu'en règle générale, tous les gestionnaires de réseau disposant d'une personnalité juridique sont en mesure de reconstituer les coûts d'achat ou de construction initiaux de leurs installations (soit 720 millions dans le cas des SIG).

L'impact sur le calcul des amortissements et des intérêts de l'utilisation de la valeur synthétique par rapport à celle des coûts initiaux d'achat est de 7 millions soit environ 0.24 ct/kWh.

Cependant, l'intégration des « plans réseaux » dans les charges d'exploitation servant à la tarification 2009 a été acceptée par l'EICom. Celle-ci laisse en effet ouvert le choix de comptabiliser les plans réseaux directement en charges d'exploitation ou de les activer et de les amortir sur la durée d'utilisation prévue. En conséquence, le contrôle de l'Eicom sur les tarifs 2009 conduit à une baisse de 7.0 millions pour les amortissements et intérêts et à une augmentation de 6.8 millions résultant de l'intégration des plans réseau en charges d'exploitation. L'effet net sur les tarifs 2009 est donc une baisse de 0.1 million (arrondi).

Par ailleurs, la Cour relève que la méthode synthétique nécessite un travail important afin de vérifier l'inventaire par niveau de réseau et le valoriser. Les SIG ont dépensé à ce titre 450'000 F en honoraires de consultant externe de 2001 à 2007. De plus, les coûts complets internes peuvent être estimés en 2008 à plus de deux « années homme », soit plus de 300'000 F. Néanmoins, ces études ont apporté aux SIG une valeur ajoutée qui va bien au-delà de l'établissement de la valorisation : inventaire par niveau de tension, confirmation des durées de vie technique, etc.

- 2 **Pour la tarification 2010**, l'utilisation de la méthode des coûts initiaux d'achat est conforme à la méthode recommandée par l'EICom. En revanche, l'utilisation d'un taux unique de 4.55% pour toutes les installations (y compris celles mises en service avant 2004) a été refusée par l'EICom le 30 octobre 2009. En effet, ayant utilisé de nouvelles durées d'amortissement dans le cadre de la nouvelle évaluation du réseau pour la tarification 2010 (voir 4.3.2.1.), les SIG ne répondent plus aux caractéristiques requises par l'article 31a al. 2 OApEI pour appliquer un taux unique pour toutes les installations. Si le mécanisme de réévaluation du réseau est certes admis par l'EICom, cette dernière impose toutefois une « pénalité » car des charges d'amortissements seront une nouvelle fois intégrées dans les tarifs.

L'impact sur le calcul des intérêts de l'utilisation d'un taux unique de 4.55% par rapport à un taux différencié (4.55% pour les installations mises en service après 2004 et 3.55% pour les autres) est de 5.8 millions soit environ 0.20 ct/kWh.

- 3 L'utilisation d'une valeur du réseau basée sur les coûts d'achat ou de construction, et donc différente de la valeur comptable, introduit une difficulté de communication des résultats de l'électricité des SIG. L'exemple suivant illustre cette problématique :

Bases pour la tarification :

Valeur du réseau : 100
Taux d'intérêt : 5 %
Taux d'amortissement : 20 %

Cas n° 1
Valeur utilisée pour la tarification =
valeur comptable

Éléments relatifs à la tarification	
Amortissements (taux de 20 %)	20
Intérêts (taux de 5 %)	5
Autres éléments du coût	100
Total du coût "utilisation du réseau"	125

Rendement (intérêt / valeur du réseau) 5%

Cas n° 2
Valeur utilisée pour la tarification
différente de la valeur comptable

Valeur comptable du réseau : 100

Comptabilité	
Produits	125
Charges	120
Amortissements (taux de 20 %)	20
Autres éléments du coût	100
Résultat	5

Rendement (résultat / valeur du réseau) 5%

Valeur comptable du réseau : 50

Comptabilité	
Produits	125
Charges	110
Amortissements (taux de 20 %)	10
Autres éléments du coût	100
Résultat	15

Rendement (résultat / valeur du réseau) 30%

Ainsi, lorsque la valeur du réseau utilisée pour la tarification est égale à la valeur comptable (cas n°1), le rendement correspond au montant des intérêts et ressort à 5 %. Dans le cas contraire (cas n°2), le rendement est beaucoup plus élevé soit 30 %.

Afin de résoudre cette difficulté, les SIG se sont récemment engagés dans un processus de revalorisation comptable de leur réseau pour réduire l'écart entre la valeur comptable et celle utilisée pour la tarification. Sous réserve de l'approbation du réviseur externe des SIG, les résultats seront connus lors du bouclage 2010.

- 4 Au cours de l'audit, les SIG ont formalisé des règles ou directives concernant les éléments suivants :
- la méthode de valorisation du réseau,
 - les durées d'utilisation détaillées par composant et par type d'installations,
 - les règles selon lesquelles les investissements sont activés.

Toutefois cette formalisation reste encore sommaire. A ce stade, la valeur du réseau reste très difficilement vérifiable sans d'importants contrôles détaillés.

4.3.2.4 Risques découlant des constats

Le **risque de contrôle** tient à la difficulté de vérification de la valeur du réseau des SIG.

4.3.2.5 Recommandations

Actions :

[cf. constats 1 et 2] L'application de la décision de l'EiCom du 30 octobre 2009 relativement aux tarifs 2009 et 2010 diminuera les coûts de capitaux imputables de 0.24 ct/kWh pour 2009 et de 0.20 ct/kWh pour 2010. Ces diminutions seront intégrées dans les tarifications 2011 et 2012 respectivement.

[cf. constat 4] Afin de faciliter la vérification de la valeur du réseau, poursuivre le travail de formalisation déjà engagé.

Avantages attendus

Une diminution du risque de contrôle sera obtenue par une meilleure formalisation des éléments utilisés dans la tarification de l'utilisation du réseau.

4.3.2.6 Observations des SIG

[cf. constats 1 et 2] SIG avait demandé à l'EiCom un taux d'intérêt (WAAC) non réduit, une demande qui n'a pas été acceptée. La problématique de la réduction du WAAC n'est pas définitivement tranchée au niveau juridique (recours en cours par d'autres acteurs de la branche). SIG a néanmoins accepté la décision de l'arbitre, l'EiCom, tout en se réservant le droit de faire évoluer sa pratique suivant les décisions prises par le Tribunal fédéral administratif.

[cf. constat 4] Le niveau de formalisation doit répondre aux exigences d'efficacité et d'efficience. Dans ce sens, SIG va continuer ses efforts pour répondre aux exigences du régulateur, comme ce fut le cas lors de ce premier exercice.

4.3.3 Pertes réseaux

4.3.3.1 Contexte

D'une manière simplifiée, pour réussir à faire passer le courant électrique, il est nécessaire de fournir une puissance, qui sera partiellement dissipée sous forme de chaleur lors des chocs avec les atomes. Cette dissipation représente la perte réseau.

Ces pertes réseaux représentent pour 2009 3.8% des volumes d'électricité vendus par les SIG et sont prises en compte dans le cadre de la prévision des besoins en approvisionnement (voir 4.2.2). Ainsi, si les SIG estiment que la consommation (hors pertes réseaux) annuelle s'élèvera par exemple à 4'000 GWh, l'approvisionnement en électricité devra atteindre environ 4'160 GWh afin de fournir aux consommateurs la quantité demandée après déduction des pertes.

Les pertes réseaux représentent 12.6 millions à fin 2008 et sont facturées **au prix du marché** par l'unité d'affaires (UA) « appro-vente électricité » à l'UA « distribution électricité ». Selon les SIG, la facturation au prix du marché constitue la pratique au sein de la branche « électricité ».

4.3.3.2 Constat

Bien que les pertes réseaux soient prévisibles dans le cadre de la politique d'approvisionnement des SIG, leur facturation à l'UA « distribution électricité » s'effectue systématiquement au prix du marché et non au coût moyen d'approvisionnement des SIG. Le coût moyen d'approvisionnement reflète le « mix approvisionnement » des SIG (production propre, contrats à long terme, achats sur le marché).

L'impact d'une facturation au coût moyen d'approvisionnement des SIG en lieu et place du prix du marché conduirait à une baisse du coût de l'utilisation du réseau de l'ordre de 1.2 million pour l'année 2009 (soit 0.04 ct/kWh environ) selon les estimations réalisées par la Cour. Toutefois, considérant les actions prises en cours d'audit par le conseil d'administration des SIG relativement à l'unité d'affaires « appro-vente électricité » (voir 4.2.2.4), ce constat est devenu inopérant à l'égard des clients régulés.

4.3.3.3 Observations des SIG

Les pratiques sur la valorisation des pertes de réseau ne sont pas encore codifiées. L'EiCom a validé l'approche SIG dans ce domaine. Dès 2010, SIG a adopté une autre méthode de valorisation, plus proche de celle préconisée par la Cour des Comptes.

4.3.4 Charges d'exploitation

4.3.4.1 Contexte

Comme indiqué en partie 3.6, le modèle d'affaires des SIG est organisé autour d'unités d'affaires regroupées en secteurs d'activité. Cette organisation nécessite notamment de ventiler les charges d'exploitation par unités d'affaires.

Il existe deux types de charges d'exploitation : les charges directes et les charges indirectes. Les charges d'exploitation directes (achat électricité, main d'œuvre directe...) sont directement affectées à l'unité d'affaires correspondante. Les charges indirectes sont incorporées dans les coûts sur la base des « contrats » de prestations internes suivants :

- **CSR** (contrat de service réalisé) : allocation en fonction d'un coût standard selon la formule « quantité utilisée * prix standard de l'activité ». Les coûts standards sont recalculés et validés annuellement. Les secteurs d'activité logistique (SAL) utilisant ce genre de facturation peuvent avoir un résultat positif ou négatif en fonction de la pertinence du coût standard.
- **CSF** (contrat de service forfaitaire) : allocation d'un montant forfaitaire budgété et mensualisé. Les forfaits sont revus chaque année lors de l'élaboration du budget. Les SAL utilisant ce genre de facturation peuvent avoir un résultat positif ou négatif en fonction du réel comparativement au budget.
- **CSS** (contrat de service standard) : allocation selon une clé de répartition de l'intégralité des charges d'une activité de support. Les SAL utilisant ce genre de facturation auront un résultat nul.

A ces trois types de « contrat » s'ajoutent les facturations internes de « fluide » : gaz, eau et électricité.

Les charges d'exploitation utilisées pour la tarification 2009 (utilisation du réseau et énergie, voir 4.2.1) représentent globalement 125 millions soit 57% de charges directes (dont environ les deux tiers relatifs à des charges de personnel) et 43% de charges indirectes. Les travaux de la Cour se sont concentrés sur les charges indirectes en raison du risque plus élevé sur ce type de charges (définition des clés de répartition, pourcentages d'affectation utilisés...)

Bases légales

Selon l'article 25 de la LSIG, les SIG « tiennent des comptes de résultat et de bilan distincts pour chacun de leurs domaines d'activité, notamment celui de l'usine des Cheneviers et celui du réseau primaire. Ils les publient. »

L'article 10 de la LApEI exige de la part des entreprises d'approvisionnement en électricité une séparation comptable du réseau et des autres secteurs d'activités.

L'article 11 de la même loi prévoit que les gestionnaires et propriétaires des réseaux de distribution établissent une comptabilité analytique pour le réseau distincte des autres activités. Cette comptabilité doit être soumise à la Commission de l'électricité (ElCom) tous les ans.

Par ailleurs, l'article 7 OApEI définit les exigences vis-à-vis de la comptabilité analytique des gestionnaires de réseau. Ces derniers sont tenus de mettre en place une méthode uniforme pour l'élaboration de leur comptabilité et de définir les directives correspondantes et d'imputer les coûts directs, directement au réseau, et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité⁴³. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.

La directive 5/2008⁴⁴ de l'ECom stipule que la répartition des coûts entre clients éligibles et clients captifs doit être réalisée selon une clé de répartition qui doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable.

Selon les articles 15 LApEI, 12 et 13 OApEI, les coûts de réseau ne sont imputables que s'ils correspondent aux coûts d'un gestionnaire de réseau efficace. Ils englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital. Par coûts d'exploitation, on entend notamment les coûts des services-système et de l'entretien des réseaux. Sont considérés comme coûts de capital, les amortissements⁴⁵ et les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux. Ils doivent être déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes.

4.3.4.2 Constats

La Cour relève qu'au cours de son audit, les SIG ont décrit dans un document :

- la méthode d'élaboration de la comptabilité analytique,
- les bases de calcul des clés comptables.

Toutefois, le document est encore sommaire. Il reste difficile de vérifier le principe de causalité des clés de répartition et de la comptabilité analytique. Par ailleurs, les clés de répartition entre clients éligibles et captifs ne sont pas formalisées.

4.3.4.3 Risques découlant du constat

Un **risque de contrôle** tient au manque de formalisation de la comptabilité analytique et à l'absence de vérification de cette dernière par l'audit interne.

⁴³ Principe de causalité : les coûts doivent être alloués, directement ou indirectement, aux services qui en sont la « cause ».

⁴⁴ Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'article 4 al. 1 de l'OApEI, Directive 5/2008, ECom.

⁴⁵ Les articles 15 al. 3 de la LApEI et 13 al. 2 de l'OApEI mentionnent « les amortissements comptables [...] », alors que la version allemande mentionne les amortissements calculés (« kalkulatorischen Abschreibungen »). Le message du Conseil fédéral relatif à la LApEI précise « Il convient de distinguer les amortissements calculés des amortissements de comptabilité générale déterminés dans une optique fiscale et financière (d'où le terme « calculés »). [...] Cela signifie qu'il peut y avoir des différences entre la valeur inscrite dans les documents comptables et la valeur d'une installation déterminée à partir de la comptabilité analytique » (Lois et message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité, paru le 03.12.2004, page 1538).

4.3.4.4 Recommandation

Action :

La qualité de documentation devrait être améliorée. Le principe de causalité et les clés de répartitions devraient notamment être documentés et les calculs formalisés.

En outre, il conviendrait de faire valider les principes de la comptabilité analytique et leurs applications par l'audit interne.

Pistes et modalités de mise en œuvre

Une fois la base de la comptabilité analytique et les descriptions des clés comptables complètement formalisées, la Cour invite les SIG à donner mandat à l'audit interne des SIG, qui est indépendant de la direction générale, de contrôler les principes et hypothèses retenus. Selon les résultats obtenus, faire périodiquement contrôler l'application des principes : allocation des charges directes, répartition des charges indirectes, refacturations internes, etc.

Avantages attendus

La vérification des principes et de leur application permettra de limiter le risque de contrôle.

4.3.4.5 Observations des SIG

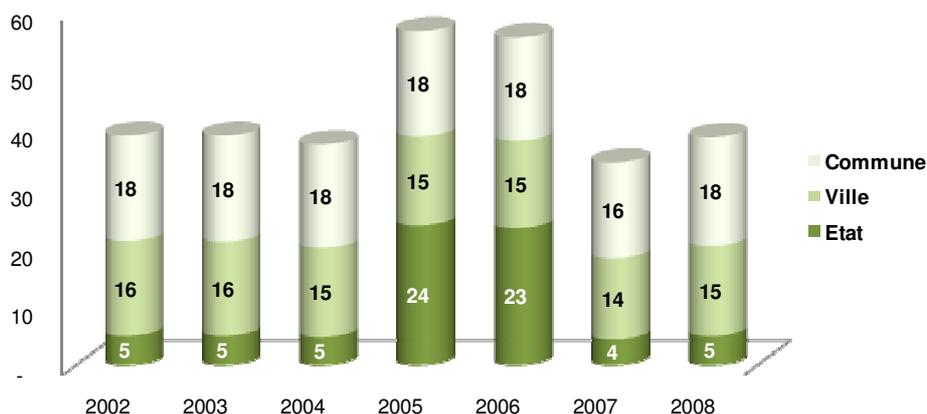
La documentation doit répondre aux exigences d'efficacité et d'efficience. Dans ce sens, SIG va continuer ses efforts pour répondre aux exigences du régulateur, comme ce fut le cas lors de ce premier exercice. Une validation des principes de la comptabilité analytique par l'audit interne est envisageable.

4.4 Analyse des prestations dues aux collectivités publiques

4.4.1 Contexte

En vertu de l'article 32 de la LSIG, « les Services industriels peuvent utiliser le domaine public genevois pour l'installation de leurs réseaux de transport et de distribution, contre redevance annuelle ». En 2008, le montant de ladite redevance annuelle est fixé à 8% (1% à l'Etat et 7% aux communes) du chiffre d'affaires des recettes brutes de fourniture de l'énergie électrique des SIG, qui inclut **les recettes de la vente d'énergie et celles pour l'utilisation de son réseau électrique**. La répartition de la redevance entre les communes se fait au prorata du chiffre d'affaires réalisé sur leur territoire.

Ces taxes, d'un montant total de 38 millions en 2008, se répartissent entre communes et Etat de la façon suivante depuis 2002⁴⁶ :



Afin de diminuer le déficit de l'Etat, le taux des redevances a été fixé exceptionnellement à 5% pour 2005 (PL 9423 A1) et 2006 (PL 9707).

Avec l'ouverture prévue du marché de l'électricité, il est apparu que les SIG pourraient perdre une partie de leurs clients éligibles, ce qui réduirait d'autant le chiffre d'affaires sur la vente d'électricité et, par conséquent, les redevances dues aux communes et à l'Etat. De plus, le maintien de l'assiette de calcul actuelle de la redevance pourrait placer les SIG dans une situation défavorable par rapport à leurs concurrents qui ne paieraient pas de redevance pour l'utilisation du domaine public, provoquant ainsi une inégalité de traitement dans un marché concurrentiel.

Pour que les redevances continuent à être perçues sur l'ensemble de l'électricité qui transite par le domaine public, quel que soit le fournisseur, il est apparu plus pertinent que la redevance soit liée uniquement aux recettes brutes pour **l'utilisation du réseau électrique**.

Le Grand Conseil a de ce fait approuvé⁴⁷ une modification de la LSIG, fixant dès le 1^{er} janvier 2009, le montant de la redevance annuelle à 20% (5% à l'Etat et 15% aux communes) des recettes brutes pour **l'utilisation du réseau électrique**.

⁴⁶ Source : états financiers des SIG, en millions

⁴⁷ Loi 10290 votée le 10 octobre 2008



De plus, dès le 1^{er} janvier 2009 et en vertu de l'article 15b de la loi sur l'énergie (LEne) modifiée suite à la LApEI, un supplément fédéral de 0.45 ct/kWh pour le développement des énergies renouvelables sera perçu. Ce prélèvement a pour objet de favoriser la production d'énergie électrique renouvelable en Suisse.

4.4.2 Constat

Le taux des redevances étant approuvé par le Grand Conseil via la LSIG, les SIG n'ont aucune influence sur leurs montants qui sont intégralement reversés aux collectivités publiques. La constatation est identique pour le supplément fédéral de 0.45 ct/kWh qui est inscrit dans la loi sur l'énergie (LEne).

Le niveau des redevances cantonales et communales étant de 20% du tarif de l'utilisation du réseau, il est à noter qu'une baisse de 1 ct/kWh du tarif de l'utilisation du réseau engendrerait une baisse de 0.2 ct/kWh de ces redevances pour l'Etat et les communes.

4.4.3 Observations des SIG

Pas de commentaires.

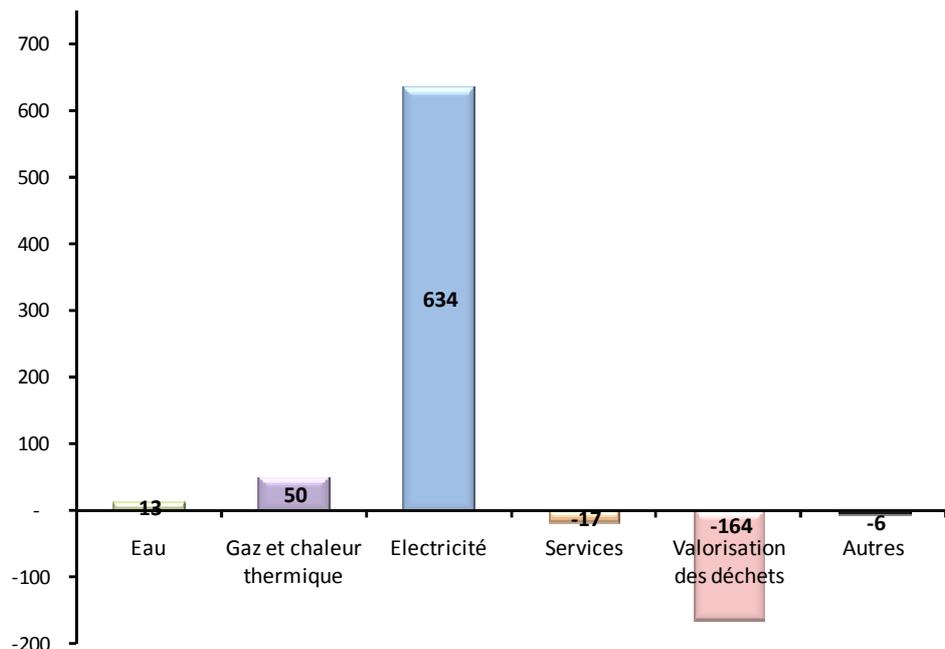
4.5 Enjeux et perspectives relatifs au tarif de l'électricité

Ce chapitre porte une appréciation conclusive sur les tarifs établis par les SIG pour 2009 et les années précédentes, compte tenu des contraintes et enjeux financiers, politiques, réglementaires et environnementaux inhérents au secteur de l'électricité.

4.5.1 Contexte

Fixation des tarifs antérieurs à 2009

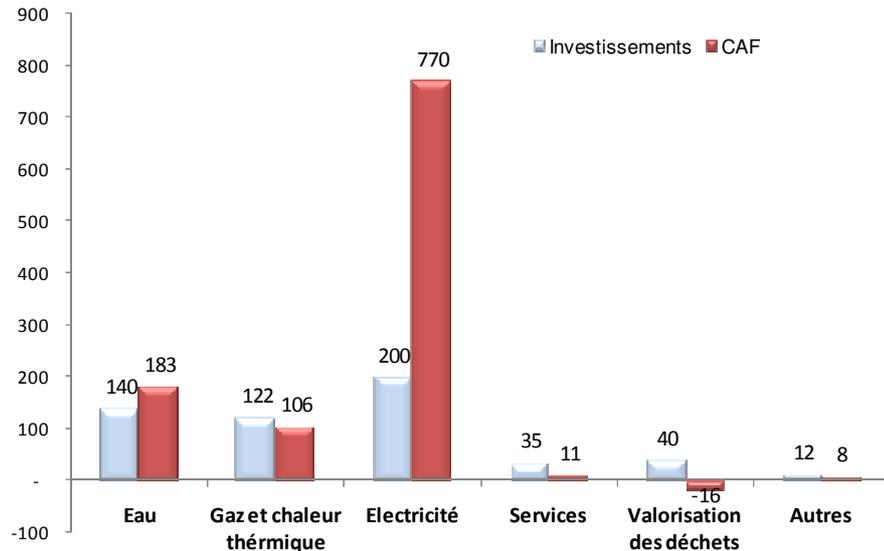
Les tarifs établis par les SIG et approuvés par le Conseil d'Etat pour les cinq dernières années (2004 à 2008) ont produit un résultat net cumulé de 634 millions sur 5 ans pour le secteur « électricité », représentant environ 26% du chiffre d'affaires dudit secteur. Le graphique suivant⁴⁸ illustre ce résultat, comparativement à celui dégagé par les autres secteurs :



La perte cumulée enregistrée sur le secteur « valorisation des déchets » est principalement expliquée par un amortissement extraordinaire d'une partie de l'outil de production de l'usine des Cheneviers en 2007.

⁴⁸ Source : compte rendu (document interne) et états financiers des SIG, en millions (2004 est la première année pour laquelle des résultats par secteur sont disponibles)

Sur la même période (2004 à 2008), les SIG ont généré une capacité d'autofinancement cumulée sur 5 ans (CAF⁴⁹) d'un peu plus d'un milliard et ont réalisé des investissements à hauteur de 549 millions. Le secteur « électricité » représente à lui seul près des trois quarts de la CAF totale, comme le montre le graphique ci-après :



Source : compte rendu et états financiers des SIG, en millions

Les niveaux élevés de résultats dégagés par les SIG sur le secteur « électricité » durant la période 2004 - 2008 sont notamment expliqués par :

- un différentiel significatif entre le coût moyen d'approvisionnement et le tarif de vente moyen (notamment un différentiel de 1.9 à 2.9 cts/kWh entre 2004 et 2006),
- une rémunération « conséquente » du réseau de distribution, fruit notamment de l'avantage monopolistique lié à l'exploitation du réseau. En 2006, cette rémunération était d'ailleurs jugée trop élevée par le Surveillant des prix. En effet, ce dernier a recommandé d'abaisser d'au minimum 16% les taxes d'acheminement facturées par les SIG au premier juillet 2006. Suite à cette recommandation, les SIG ont révisé leur tarification et la baisse équivalente de 42 millions (soit 17%) a été pour moitié remboursée aux consommateurs en été 2006 et l'autre moitié affectée à un fonds « ECO 21 » visant à promouvoir les énergies renouvelables.

Compte tenu des niveaux de résultats dégagés sur le secteur « électricité » (notamment 634 millions de résultat cumulé sur les cinq dernières années et 770 millions de CAF), il apparaît que la fixation des tarifs antérieurs à 2009 poursuivait un double objectif. Le premier répondait à l'orientation de la politique cantonale en matière d'énergie, celle-ci devant se traduire par des tarifs favorisant la maîtrise de la consommation d'électricité ainsi que le développement des énergies renouvelables.

⁴⁹ La capacité d'autofinancement (CAF) est le flux potentiel de trésorerie d'exploitation dégagé par l'ensemble de l'activité normale de l'entreprise, avant variation du fonds de roulement et flux d'investissements.

Le second était de distribuer sur Genève un produit dont le prix se situait dans la moyenne helvétique, et en particulier de favoriser le maintien de la compétitivité des entreprises locales tout en garantissant la qualité et la fiabilité de la distribution. Pour le surplus, le niveau des tarifs permettait d'alimenter la trésorerie des SIG, destinée à financer certains projets d'investissements globaux, et à rembourser une partie de la dette.

Ainsi, le bénéfice de 634 millions réalisé entre 2004 et 2008 sur l'électricité a généré 770 millions de capacité d'autofinancement (CAF) utilisés de la façon suivante (montants cumulés sur 5 ans) :

CAF Electricité	770
Investissements électricité	-200
CAF après investissement "autres secteurs"	-58
Remboursement dette	-431
Solde	82

4.5.2 Constats

- 1 **Les tarifs de l'électricité 2004 – 2008**, qui n'étaient pas encadrés par la LApEl, ont produit des bénéfices qui ont non seulement permis de financer les investissements relatifs au secteur de l'électricité mais également une partie des investissements des autres secteurs (ces derniers étant en insuffisance de capacité d'autofinancement) ainsi que le remboursement d'une partie de la dette.

En effet, les CAF cumulées de 2004 à 2008 des secteurs « gaz et chaleur thermique », « services » et « valorisation des déchets » ne permettent pas de couvrir les investissements desdits secteurs. Ces insuffisances étaient de :

Valorisation des déchets	-56
Gaz et chaleur thermique	-17
Services	-23

Une augmentation des tarifs de respectivement 14% pour les déchets, 2% pour le gaz et la chaleur thermique et 10% pour les services aurait permis un autofinancement à 100 % de chacun de ces secteurs. De fait, ce manque d'autofinancement est couvert par le secteur « électricité » et, dans une moindre mesure, par le secteur « eau ».

Il existe ainsi un financement non rémunéré de certaines activités par d'autres. En effet, si chaque secteur représentait des sociétés individuelles celles-ci devraient recourir à l'emprunt pour financer leurs investissements et en payer les intérêts.

- 2 **Les tarifs 2009** produiront un bénéfice estimé du secteur de l'électricité de l'ordre de 74 millions (auquel s'ajoutent 92 millions de dividende extraordinaire), et une CAF correspondante de 103 millions (195 millions avec le dividende extraordinaire). Cette CAF permettra de financer les investissements prévisibles du secteur de l'électricité (soit 53 millions) et en partie les investissements d'autres secteurs, les charges non réparties par secteur (telles que la recapitalisation éventuelle de la caisse de prévoyance) ainsi que le remboursement éventuel de la dette.

4.5.3 Risques découlant des constats

Si un secteur d'activité des SIG n'assume pas les charges financières correspondant à son manque d'autofinancement, il existe le risque d'une non-conformité légale.

4.5.4 Recommandations

Actions :

[cf. constat 1] Afin d'assurer le financement complémentaire des secteurs « gaz et chaleur thermique », « services » et « valorisation des déchets », plusieurs moyens sont envisageables selon l'origine opérationnelle du problème :

- Etablir une tarification adaptée (augmentation des revenus) ;
- Réorganiser les secteurs (diminution des charges d'exploitation) ;
- Mettre en place des prêts inter-secteurs rémunérés au sein des SIG, ou, en dernier lieu, recourir à l'emprunt bancaire.

Sur le plan économique et concurrentiel, considérant que pour les SIG l'obligation légale s'arrête à la fourniture dans le canton de Genève de l'eau, du gaz, de l'électricité, de l'énergie thermique, au traitement des déchets et à l'évacuation et au traitement des eaux polluées, les secteurs non bénéficiaires et n'entrant pas dans la mission publique des SIG devraient être abandonnés.

[cf. constat 2] Relativement à la CAF 2009 prévue des SIG, il convient de préciser que les conditions de sa réalisation découlent des choix politiques du Conseil d'Etat (approbation des tarifs, plan directeur de l'énergie, etc.) et de leur mise en œuvre, sur le plan stratégique, par le conseil d'administration des SIG et, sur le plan opérationnel, par la direction des SIG. En outre, considérant que les tarifs 2009 ont désormais été acceptés par l'EiCom en application de l'OApEI et de la LApEI, il n'appartient pas à la Cour de porter une appréciation sur leur niveau ni sur le bénéfice ou la CAF en résultant.

Toutefois, la Cour relève qu'en l'état actuel de la Constitution et de la LSIG, un partage du bénéfice en faveur des propriétaires des SIG (Etat et communes) serait anticonstitutionnel car incompatible avec le régime de rémunération des fonds propres de l'article 158A al. 2 Cst-GE, selon un avis de droit produit par les SIG. Ainsi, au-delà des considérations liées à l'intégration des SIG dans une comptabilité consolidée de l'Etat dès 2010 selon les normes IPSAS, la meilleure façon de « rémunérer » les propriétaires des SIG serait une tarification de l'électricité permettant de contenir l'augmentation de valeur de l'entreprise.

C'est d'ailleurs dans cette démarche que s'inscrivent les deux actions prises par les SIG lors de l'audit en matière de diminution de tarifs de la partie « énergie » :

- o Les SIG ont décidé de « reverser » le dividende ordinaire de 5.8 millions d'EOSH aux consommateurs finaux d'électricité en 2009 sous la forme d'un remboursement. Ce remboursement aux usagers⁵⁰, décidé par le Conseil d'administration des SIG le 26 février 2009, a été approuvé par arrêté du Conseil d'Etat du 25 mars 2009.

⁵⁰ Une information sur ce remboursement figure également dans les factures envoyées aux usagers des SIG depuis le mois d'avril 2009.

- Compte tenu de modifications dans les conditions d'approvisionnement au cours de l'année 2009 mais aussi d'éléments conjoncturels comme les variations du taux de change, le conseil d'administration des SIG a décidé le 25 juin 2009 de reverser en 2009 à tous les usagers un montant de 14 millions, ce qui représente environ 0.5 ct/kWh. Le Conseil d'Etat a approuvé ce remboursement le 22 juillet 2009.

La Cour suggère donc à l'Assemblée Constituante, au Parlement et au Conseil d'Etat de tenir compte de cette problématique de gouvernance globale dans leurs travaux respectifs, celle-ci étant d'actualité⁵¹, d'autant plus si l'on considère les futurs dividendes extraordinaires pouvant être versés par EOSH aux SIG⁵², soit environ 166 millions au cours des quatre prochaines années.

Pour l'activité monopolistique d'utilisation du réseau, la Cour invite les SIG, en cas de dépassement des résultats réels par rapport à ceux budgétés, à rembourser le surplus aux usagers soit directement, soit via les tarifs futurs par la création d'un fonds de péréquation (à l'image du fonds récemment mis en place pour l'énergie, voir 4.2.2.4).

Avantages attendus

Un bénéfice équitablement réparti entre chaque secteur permet d'éviter des financements non rémunérés entre les secteurs et rend effectif le principe du pollueur payeur.

4.5.5 Observations des SIG

[cf. constat 1] SIG développe sa comptabilité analytique et va produire pour la fin 2009 des bilans par unités d'affaires (UAs). Ceci permettra d'assurer que chaque unité d'affaires (UA) assume les charges financières résultant de l'autofinancement partiel de ces investissements.

SIG met déjà en œuvre les recommandations de la Cour pour ses secteurs déficitaires, à savoir :

- Réorganisation de l'UA SIG-Services depuis 2008
- Réorganisation de l'UA Valorisation des déchets en 2009 avec la réaffectation des collaborateurs occupant les 22 postes supprimés
- Adaptation tarifaire envisagée pour l'UA Valorisation des déchets, la diminution des volumes traités suite à l'interdiction d'importation des déchets ne permettant plus de financer l'amortissement de la dette contractée lors du transfert de ces actifs.

SIG continuera à mettre tout en œuvre pour suivre les recommandations de la Cour dans le futur, si ce genre de situation devait de nouveau se produire.

⁵¹ La Cour relève que l'avant-projet de loi sur l'organisation des institutions de droit public, mis en circulation le 24 août 2009, contient une disposition relative à l'affectation du bénéfice, lequel est versé à l'Etat s'il n'est pas attribué aux réserves, et ce sur décision du Conseil d'Etat (art. 26).

⁵² Source : communiqué de presse d'Alpiq du 19 décembre 2008. Dans le cadre de la création d'Alpiq, 400 millions ont été versés par EOSH en 2009 (dont 92 millions pour les SIG). Environ 720 millions pourraient encore être reversés (dont environ 166 millions revenant aux SIG).

5. COMPTABILISATION DU « PLAN PI »

5.1 Contexte général

Historiquement, les actionnaires d'EOSH (dont les SIG) avaient l'obligation de se fournir en électricité auprès d'EOS. Le prix d'achat des SIG auprès d'EOS se situait selon la convention existante au niveau de 11cts/kWh alors que les prix du marché de l'époque étaient largement inférieurs. Les actionnaires ont alors décidé en commun accord de « casser » ce monopole et de se fournir sur le marché.

Les problèmes sont dès lors apparus pour EOS dont le coût de production avoisinait les 9 cts/kWh alors que les prix du marché se situaient aux alentours de 4 cts/kWh. Ainsi, EOS, privé de ses actionnaires-clients, ne pouvait que vendre sur le marché à perte.

C'est pourquoi le 25 janvier 2001, les SIG et les autres actionnaires d'EOSH ont signé le « Plan Pi », relatif à un plan de sauvetage d'EOS. Ce plan présente les caractéristiques suivantes :

- Obligation d'achat par les actionnaires clients d'EOS de quantité annuelle d'énergie définie à un prix fixe de 4 cts/kWh (1398 GWh de 2001-2004 et 1294 GWh de 2004-2007)
- Versement par les actionnaires clients de **contributions spéciales** à EOS, pour un montant total de 380 MF, dont environ 100 MF par les SIG
- Mise à disposition d'un prêt convertible à terme, en actions EOS, pour un montant total de 155 MF, dont environ 36 MF par les SIG
- **Disposition d'un crédit actionnaire (crédit AC)**, du montant des contributions spéciales, donnant aux actionnaires un droit d'achat conditionnel d'une certaine quantité (maximum 394 GWh/année) d'énergie au prix moyen de production d'EOS. Ce droit est exerçable dès le 1^{er} octobre 2007 jusqu'au 31 décembre 2030.

Autrement dit pour les SIG :

- Versements de contributions spéciales à hauteur de 100 MF échelonnés sur la période 2001 – 2004,
- Prêt convertible en actions EOS pour 36 MF,
- Droit d'acheter une certaine quantité d'énergie au prix moyen de production d'EOS.

Tous les éléments particuliers à ces opérations ont été débattus et discutés lors de séances du Conseil d'administration des SIG qui avait ainsi connaissance des contributions spéciales versées.

5.2 Comptabilisation des contributions spéciales

5.2.1 Contexte

Un total de 380 millions a été versé à titre de contributions spéciales par les actionnaires clients d'EOS sur les années 2002 à 2004.

La Cour a obtenu les états financiers des entreprises rendant publics leurs comptes à savoir les SIG, EOS et CVE-Romande Energie (qui détient majoritairement les sociétés FGB et FMHL également actionnaires clients de EOS et ayant versé des contributions spéciales à hauteur de 58.5 millions).

Elle a ainsi pu comparer les différentes présentations et comptabilisations de ces contributions spéciales. Les trois entreprises en question établissent toutes leurs comptes selon les normes IFRS (International Financial Reporting Standards) qui représentent les normes comptables internationales utilisées par les grandes entreprises, notamment celles cotées à la Bourse Suisse.

Présentation et comptabilisation chez EOS

EOS a enregistré dans son compte d'exploitation (fonctionnement) un revenu correspondant aux contributions spéciales effectivement encaissées pour chaque année concernée de la manière suivante (en millions) :

Comptes	Débit	Crédit
Liquidités (bilan)	380	
Contributions spéciales (fonctionnement)		380

Ces montants de contributions spéciales sont présentés dans les états financiers sur une ligne séparée et facilement identifiables des autres revenus de fonctionnement. De plus, une note aux états financiers explique le mécanisme du « Plan Pi ».

Présentation et comptabilisation chez Groupe CVE-Romande Energie

Le Groupe CVE-Romande Energie comprend les sociétés filles :

- Forces Motrices Hongrin-Léman SA (FMHL),
- Forces Motrices du Grand-St-Bernard SA (FGB)

qui ont également participé au « Plan Pi ». En totalité, le montant des contributions spéciales versées par CVE-Romande Energie s'élève à 168,4 millions. En 2001, au moment de la signature du « Plan Pi », CVE-Romande Energie a enregistré dans ses comptes une provision pour restructuration impactant pour la totalité des 168.4 millions le compte d'exploitation (fonctionnement) de l'année 2001. De plus, une explication claire et détaillée figure dans l'annexe aux états financiers concernant le fonctionnement du « Plan Pi ».



COUR DES COMPTES

Ainsi, en 2001, CVE-Romande Energie a comptabilisé la charge liée à EOS l'année de la signature du contrat de restructuration financière de la manière suivante (en millions) :

Comptes	Débit	Crédit
Charges de restructuration financière (fonctionnement)	168.4	
Provisions pour restructuration financière (Bilan)		168.4

Les paiements effectifs de contributions spéciales viennent dissoudre la provision pour chaque année concernée. Ainsi pour 2002, en millions :

Comptes	Débit	Crédit
Provisions pour restructuration financière (Bilan)	52.9	
Liquidités (Bilan)		52.9

Dans l'annexe aux comptes, une note détaille chaque année les montants d'utilisation de la provision pour restructuration financière.

Présentation et comptabilisation chez les SIG

Pour les SIG, les montants de contributions spéciales effectivement payés ont été enregistrés dans les comptes d'achat d'énergie pour chaque année concernée et ne sont pas identifiables pour les lecteurs des états financiers. Les SIG ont opté pour cette méthode estimant qu'une des trois conditions pour l'enregistrement d'une provision n'était pas remplie, les 2 autres l'étant (voir ci-dessous « *doctrine comptable* »). En effet, selon l'interprétation des SIG, la condition d'une sortie d'avantages économiques était discutable pour les raisons suivantes :

- Le « Plan Pi » a permis aux SIG de se fournir en électricité auprès d'EOS à un prix plus bas que précédemment,
- Le prix payé par les SIG dans le cadre du « Plan Pi » n'était pas clairement supérieur au marché qui n'était pas liquide à l'époque.

Ainsi, les SIG ont enregistré un montant total de 100 millions à titre de contributions spéciales sur les années 2002 à 2004 de la manière suivante :

Comptes	Débit	Crédit
Achat Energie (fonctionnement)	100	
Liquidités (Bilan)		100

Cette comptabilisation a été acceptée par l'organe de révision externe de l'époque.

Les annexes aux états financiers 2001 et 2002 des SIG mentionnent la signature d'un accord avec EOS pour un plan de restructuration sans faire mention d'un quelconque montant mais en mettant en évidence l'engagement de prélever une quantité d'énergie à un prix défini. Le montant de la contribution spéciale totale pour les SIG de 100 MCHF apparaît pour la première fois dans les annexes aux états financiers 2003, sans mentionner toutefois l'impact sur le résultat de l'année en cours.

Doctrine comptable concernant les contributions spéciales

Les normes IFRS ne traitent pas spécifiquement du traitement à appliquer à ce genre de transactions.

Cependant, la norme IAS 37 définit les provisions de la manière suivante :
« Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain.
La provision doit être comptabilisée si et seulement si :

- il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite) résultant d'un événement passé ;
- il est plus probable qu'improbable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable »

Ainsi, une provision pour coûts de restructuration n'est comptabilisée que lorsque les critères généraux de comptabilisation des provisions sont satisfaits.

Par exemple, une obligation implicite de restructurer existe uniquement si une entreprise a un plan formalisé et détaillé de restructuration et a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée qu'elle mettra en œuvre la restructuration soit en commençant à exécuter le plan soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

5.2.2 Constats

- 1 La méthode de comptabilisation pratiquée par les SIG au travers des achats d'énergie était une des interprétations possibles en raison des circonstances particulières du marché de l'époque (marché peu liquide et totalement réglementé, peu de fournisseurs) rendant difficiles l'identification d'un « prix de marché ». Tout comme était également possible l'enregistrement d'une provision.

Il est à relever cependant que le traitement comptable des contributions spéciales en tant que provision présente l'avantage d'une plus grande transparence par l'identification sur une ligne bien distincte dans les états financiers de ces opérations particulières.

- 2 Les SIG ne font pas mention dans leurs états financiers des montants des contributions spéciales influençant les résultats annuels 2002, 2003 et 2004, privant ainsi les lecteurs d'une information qualitative importante. La norme IAS 1 mentionne en effet que : « **Chaque catégorie significative d'éléments similaires doit faire l'objet d'une présentation séparée** dans les états financiers. Les éléments de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément, sauf s'ils sont non significatifs. Un poste qui, pris individuellement, n'est pas d'une importance significative, est regroupé avec d'autres postes soit dans le corps des états financiers soit dans les notes. Un élément dont le montant n'est pas suffisamment significatif pour justifier une présentation séparée dans le corps des états financiers peut néanmoins être suffisamment significatif pour faire l'objet d'une présentation séparée dans les notes ».

La notion de « catégorie significative » est définie par le Manuel Suisse d'Audit (MSA) comme « importance relative ». Ce même manuel quantifie l'importance relative selon 3 critères :

- A. Total du bilan : 1-3%
- B. Résultat avant impôt : 5-10%
- C. Total des produits : 1-3%



Le montant élevé des contributions spéciales (environ 30 millions par année pour un total de 100 millions) permet de conclure à leur caractère significatif selon chacun des critères du MSA. Elles auraient donc mérité une mention séparée dans les états financiers ainsi qu'une information supplémentaire dans l'annexe aux états financiers.

5.2.3 Recommandation

Action :

La Cour recommande, à l'avenir, que chaque transaction dont le caractère significatif est avéré fasse l'objet d'une note détaillée dans l'annexe aux comptes et, selon les cas, d'une mention séparée dans les états financiers.

Avantages attendus

Bénéficier d'un gain de transparence envers les lecteurs des états financiers.

5.2.4 Observations des SIG

La comptabilisation en 2001 des contributions spéciales au travers des achats d'électricité répondait au besoin de comparabilité avec les exercices précédents. Cette méthode était bien la plus adéquate compte tenu de la situation de l'époque. Toutefois, nous reconnaissons que la note explicative dans l'annexe aux comptes n'était pas assez détaillée. Cela a été corrigé dans les états financiers dès 2003.

Nous mettrons en œuvre la recommandation de la Cour des comptes

5.3 Comptabilisation du crédit actionnaire (crédit AC)

5.3.1 Contexte

Le « Plan Pi » donnait aux SIG le droit d'acheter une certaine quantité d'énergie au prix moyen de production d'EOS (crédit AC), voir 5.1.

Au moment de la signature du contrat en janvier 2001, il n'était pas possible de déterminer, compte tenu des conditions du marché de l'époque et des inconnues liées à la libéralisation du marché de l'électricité, si les « actionnaires clients » allaient faire usage de leur droit ni à quelles conditions il serait exercé. Ainsi, cette possibilité d'approvisionnement a été considérée comme un droit d'achat (option) qui ne naîtrait qu'au moment de l'exercice du droit et qui s'éteindrait uniquement par la livraison physique d'électricité et n'a pas été valorisé au bilan des SIG.

Doctrine comptable concernant le Crédit AC

Le droit d'achat (option) incluse dans le « Plan Pi » est traitée par les normes IFRS en tant qu'immobilisation incorporelle (IAS 38) qui la définit comme suit :

« Afin de satisfaire à la définition d'immobilisation incorporelle au sens d'IAS 38, il doit y avoir :

- un caractère identifiable*
- le contrôle d'une ressource*
- l'existence d'avantages économiques futurs*

Une immobilisation incorporelle doit être comptabilisée si, et seulement si :

- a) il est probable que les avantages économiques futurs attribuables à l'actif iront à l'entité ; et*
- b) le coût de cet actif peut être évalué de façon fiable. »*

5.3.2 Constat

L'absence de prise en compte au bilan des SIG du crédit AC ressortant du « Plan Pi » est justifiée par les inconnues liées à l'exercice de l'option par les SIG et aux conditions d'exercice.

5.3.3 Observations des SIG

Pas de commentaires.

6. TABLEAU DE SUIVI DES RECOMMANDATIONS ET ACTIONS

Réf.	Recommandation / Action	Mise en place (selon indications de l'audité)			
		Risque 4 = Très significatif 3 = Majeur 2= Modéré 1= Mineur	Responsable	Délai au	Fait le
4.2.2.4	Approvisionnement en énergie En cas de dépassement des résultats réels d'une année par rapport à ceux budgétés, la Cour invite les SIG à rembourser le surplus aux usagers soit directement, soit via les tarifs futurs par la création d'un fonds.		Finances		28.5.09
4.2.2.4	Approvisionnement en énergie Procéder à une analyse coût/bénéfice d'une modification de la politique d'approvisionnement basée sur une partie variable. Une répartition adéquate entre la partie de l'approvisionnement couverte (fixe) et non couverte (variable) doit permettre de bénéficier d'une baisse des prix du marché tout en limitant le risque d'une hausse potentielle. Les variations relatives aux positions non couvertes devraient être répercutées sur le tarif facturé au client lors des années suivantes.		Appro	30.06.2010	
4.3.2.5	Amortissements et intérêts Afin de faciliter la vérification de la valeur du réseau, poursuivre le travail de formalisation déjà engagé.		Distribution – Finances	31.08.2010	
4.3.2.5	Amortissements et intérêts L'application de la décision de l'EiCom relativement aux tarifs 2009 et 2010 diminuera les coûts de capitaux imputables 0.24 ct/kWh pour 2009 et de 0.17 ct/kWh pour 2010. Ces diminutions seront intégrées dans les tarifications 2011 et 2012 respectivement.		Distribution - Finances	31.08.2010, Resp. 31.08.2011	
4.3.4.4	Charges d'exploitation La qualité de documentation devrait être améliorée. Le principe de causalité et les clés de répartitions devraient notamment être documentés et les calculs formalisés. En outre, il conviendrait de faire valider les principes de la comptabilité analytique et leurs applications par l'audit interne.		Finances	31.12.2010	

Réf.	Recommandation / Action	Mise en place (selon indications de l'audité)			
		Risque 4 = Très significatif 3 = Majeur 2 = Modéré 1 = Mineur	Responsable	Délai au	Fait le
4.5.4	<p>Enjeux et perspectives relatifs au tarif de l'électricité</p> <p>Afin d'assurer le financement complémentaire des secteurs « gaz et chaleur thermique », « services » et « valorisation des déchets », plusieurs moyens sont envisageables selon l'origine opérationnelle du problème :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Etablir une tarification adaptée (augmentation des revenus) ; – Réorganiser les secteurs (diminution des charges d'exploitation) ; – Mettre en place des prêts inter-secteurs rémunérés au sein des SIG, ou, en dernier lieu, recourir à l'emprunt bancaire. <p>Sur le plan économique et concurrentiel, les secteurs non bénéficiaires et n'entrant pas dans la mission publique des SIG devraient être abandonnés. En effet, pour les SIG l'obligation légale s'arrête à la fourniture dans le canton de Genève de l'eau, du gaz, de l'électricité, de l'énergie thermique, au traitement des déchets et à l'évacuation et le traitement des eaux polluées.</p>		<p>Direction CA / CE</p> <p>Direction Finances</p>	<p>Permanent</p> <p>31.01.2010</p>	<p>2008 et 2009</p>
4.5.4	<p>Enjeux et perspectives relatifs au tarif de l'électricité</p> <p>Pour l'activité monopolistique d'utilisation du réseau, la Cour invite les SIG, en cas de dépassement des résultats réels par rapport à ceux budgétés, à rembourser le surplus aux usagers soit directement, soit via les tarifs futurs par la création d'un fonds de péréquation.</p>		Finances		28.05.09
5.2.3	<p>Comptabilisation des contributions spéciales</p> <p>La Cour recommande, à l'avenir, que chaque transaction dont le caractère significatif est avéré fasse l'objet d'une note détaillée dans l'annexe aux comptes et selon les cas d'une mention séparée dans les états financiers.</p>		Finances	Permanent	

7. DIVERS

7.1 Glossaire des risques

Afin de définir une **typologie des risques pertinente aux institutions et entreprises soumises au contrôle de la Cour des comptes**, celle-ci s'est référée à la littérature économique récente en matière de gestion des risques et de système de contrôle interne, relative tant aux entreprises privées qu'au secteur public. En outre, aux fins de cohésion terminologique pour les entités auditées, la Cour s'est également inspirée du « Manuel du contrôle interne, partie I » de l'Etat de Genève (version du 13 décembre 2006).

Dans un contexte économique, le **risque** représente la « possibilité qu'un événement survienne et nuise à l'atteinte d'objectifs ». Ainsi, la Cour a identifié trois catégories de risques majeurs, à savoir ceux liés aux objectifs **opérationnels** (1), ceux liés aux objectifs **financiers** (2) et ceux liés aux objectifs de **conformité** (3).

1) Les risques liés aux objectifs opérationnels relèvent de constatations qui touchent à la structure, à l'organisation et au fonctionnement de l'Etat et de ses services ou entités, et dont les conséquences peuvent avoir une incidence notable sur la qualité des prestations fournies, sur l'activité courante, voire sur la poursuite de son activité.

Exemples :

- engagement de personnel dont les compétences ne sont pas en adéquation avec le cahier des charges ;
- mauvaise rédaction du cahier des charges débouchant sur l'engagement de personnel;
- mesures de protection des données entrantes et sortantes insuffisantes débouchant sur leur utilisation par des personnes non autorisées ;
- mauvaise organisation de la conservation et de l'entretien du parc informatique, absence de contrat de maintenance (pannes), dépendances critiques ;
- accident, pollution, risques environnementaux.

2) Les risques liés aux objectifs financiers relèvent de constatations qui touchent aux flux financiers gérés par l'Etat et ses services et dont les conséquences peuvent avoir une incidence significative sur les comptes, sur la qualité de l'information financière, sur le patrimoine de l'entité ainsi que sur la collecte des recettes, le volume des charges et des investissements ou le volume et coût de financement.

Exemples :

- insuffisance de couverture d'assurance entraînant un décaissement de l'Etat en cas de survenance du risque mal couvert ;
- sous-dimensionnement d'un projet, surestimation de sa rentabilité entraînant l'acceptation du projet.

3) Les risques liés aux objectifs de conformité (« compliance ») relèvent de constatations qui touchent au non-respect des dispositions légales, réglementaires, statutaires ou tout autre document de référence auquel l'entité est soumise et dont les conséquences peuvent avoir une incidence sur le plan juridique, financier ou opérationnel.

Exemples :

- dépassement de crédit d'investissement sans information aux instances prévues ;
- tenue de comptabilité et présentation des états financiers hors du cadre légal prescrit (comptabilité d'encaissement au lieu de comptabilité d'engagement, non-respect de normes comptables, etc.) ;
- absence de tenue d'un registre des actifs immobilisés ;
- paiement de factures sans les approbations requises, acquisition de matériel sans appliquer les procédures habituelles ;

A ces trois risques majeurs peuvent s'ajouter trois autres risques spécifiques qui sont les risques de **contrôle** (4), de **fraude** (5) et de **d'image** (6).

4) Le risque de contrôle relève de constatations qui touchent à une utilisation inadéquate ou à l'absence de procédures et de documents de supervision et de contrôle ainsi que de fixation d'objectifs. Ses conséquences peuvent avoir une incidence sur la réalisation des objectifs opérationnels, financiers et de conformité.

Exemples :

- absence de tableau de bord débouchant sur la consommation des moyens disponibles sans s'en apercevoir ;
- procédures de contrôle interne non appliquées débouchant sur des actions qui n'auraient pas dû être entreprises ;
- absence de décision, d'action, de sanction débouchant sur une paralysie ou des prestations de moindre qualité.

5) Le risque de fraude relève de constatations qui touchent aux vols, aux détournements, aux abus de confiance ou à la corruption. Ses conséquences peuvent avoir une incidence sur la réalisation des objectifs opérationnels, financiers et de conformité.

Exemples :

- organisation mise en place ne permettant pas de détecter le vol d'argent ou de marchandises ;
- création d'emplois fictifs ;
- adjudications arbitraires liées à l'octroi d'avantages ou à des liens d'intérêt ;
- présentation d'informations financières sciemment erronées comme par exemple sous-estimer les pertes, surestimer les recettes ou ignorer et ne pas signaler les dépassements de budget, en vue de maintenir ou obtenir des avantages personnels, dont le salaire.

6) Le risque d'image (également connu sous « risque de réputation ») relève de constatations qui touchent à la capacité de l'Etat et de ses services ou entités à être crédible et à mobiliser des ressources financières, humaines ou sociales. Ses conséquences peuvent avoir une incidence sur la réalisation des objectifs opérationnels, financiers et de conformité.

Exemples :

- absence de contrôle sur les bénéficiaires de prestations de l'Etat ;
- bonne ou mauvaise réputation des acheteurs et impact sur les prix,
- porter à la connaissance du public la mauvaise utilisation de fonds entraînant la possible réduction ou la suppression de subventions et donations.



7.2 Remerciements

La Cour remercie l'ensemble des collaborateurs des SIG qui lui ont consacré du temps, ainsi que le secrétariat technique de l'Elcom pour les précisions techniques et réglementaires apportées.

L'audit a été terminé le 27 mai 2009. Les délais de report du rapport sont précisés au chapitre 2. Le rapport complet a été transmis aux SIG et au département du territoire. Les observations des SIG ont été dûment reproduites dans le rapport.

La synthèse a été rédigée après réception des observations des SIG.

Genève, le 30 octobre 2009

Stéphane Geiger
Président

Antoinette Stalder
Magistrat titulaire

Stanislas Zuin
Magistrat titulaire