

Me Hélène Sicard L. LL

Avocate
Barrister and Solicitor

1255 carré Phillips, bureau 808
Montréal (Québec) H3B 3G1
Tél : 514 281-1720
Fax : 514 281-0678
helenesicard@videotron.ca

Montréal, le 2 novembre 2009

Régie de l'énergie
800 Place Victoria
2  étage, bureau 255
Montréal (Québec)
H4Z 1A2

  l'attention de Me Véronique Dubois

Objet : Dossier R-3708-2009

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire
2010-2011**

Dépôt en preuve du rapport de l'expert Co Pham (UC)

Chère consoeur,

Vous trouverez ci-joint le rapport de l'expert Co Pham, que l'Union des consommateurs dépose en preuve dans le dossier en rubrique. UC rappelle qu'elle a déposé en date du 28 août 2009 le curriculum de M. Pham et a demandé la reconnaissance de son statut d'expert par lettre, en date du 28 août 2009.

Tel que souligné dans notre lettre en date du 30 octobre 2009, un mémoire d'organisme sera éventuellement déposé.

Le tout respectueusement soumis, veuillez agréer chère consoeur mes salutations distinguées.



Me Hélène Sicard

p.j.
c.c. Me Éric Fraser (HQD)
Jean François Blain
C.Pham
Intervenants (liste courriel)

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3708-2009

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2010-2011

RAPPORT D'EXPERTISE DE CO PHAM, Ph.D., ing.

préparé à la demande de

L'UNION DES CONSOMMATEURS

Le 2 novembre 2009

TABLE DES MATIÈRES

1. Contexte et but du rapport
 2. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux
 3. Répartition des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux par catégorie de consommateurs
 4. Répartition des coûts de l'Agence de l'Efficacité énergétique
 5. Revenu requis du Distributeur pour 2010 et niveau moyen d'ajustements des tarifs pour 2010-2011
 6. Ajustements des tarifs et stratégie relative à la bi-énergie résidentielle
 7. Commentaires sur les propositions spécifiques du Distributeur
- Annexe 1
- Annexe 2

SECTION 1

CONTEXTE ET BUT DU RAPPORT

Dans le cadre du dossier R-3708-2009 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'Union des consommateurs (UC) m'a confié le mandat d'expertiser la répartition des coûts par catégorie de consommateurs effectuée par le Distributeur et certaines de ses propositions tarifaires.

Ce rapport présente le résultat de mon travail d'expert réalisé jusqu'à ce jour. Il contient mes opinions et conclusions relatives aux enjeux mentionnés ci-dessus.

Toutefois, suite à la réception des réponses supplémentaires du Distributeur aux demandes de renseignements de UC, d'ACEF de Québec et d'EBMI, et conformément à la procédure choisie par la Régie à cet effet, un rapport complémentaire ou amendé pourrait être produit.

SECTION 2

COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

2.1 Contexte

Les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux constituent des intrants importants dans la détermination des revenus requis du Distributeur et donc du niveau de la hausse tarifaire de 2009-2010. Une bonne compréhension de l'origine de ces coûts et de leur relation avec la croissance ou la décroissance des volumes de vente aux diverses catégories de consommateurs est nécessaire tant pour assurer une gestion adéquate des surplus d'approvisionnements engagés par le Distributeur que pour bien répartir ces coûts et calculer les hausses tarifaires différenciées par catégorie de consommateurs.

2.2 Besoins énergétiques et coûts de 2010 selon le Distributeur

Pour l'année 2010, le Distributeur prévoit que les besoins en énergie seront de 179,0 TWh, soit un niveau bien inférieur aux besoins prévus antérieurement par le Distributeur pour justifier ses approvisionnements postpatrimoniaux. De fait, les besoins de 179,0 TWh prévus pour 2010 sont proches du volume maximal permis de l'électricité patrimoniale de 178,86 TWh (volume réservé à la charge locale en vertu du décret 1277-2001, paragraphe 5, établissant à 178,86 TWh, le volume annuel d'électricité devant être rendu disponible par Hydro-Québec).

Toutefois, en 2010, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux s'élèvent à 1,5 TWh, selon les estimations du Distributeur. Ces besoins sont évalués en fonction d'un scénario qui suppose une utilisation du volume d'électricité patrimoniale à la hauteur de 177,6 TWh, soit un niveau de 1,3 TWh inférieur à son volume maximal permis.

Le tableau suivant reproduit les données relatives aux approvisionnements postpatrimoniaux en 2010 présentées par le Distributeur dans le présent dossier. On y voit que le coût de revient des contrats de long terme s'élève à 116,19 \$/MWh (ou 11,62 ¢/kWh), soit un niveau très élevé par rapport au coût de l'électricité patrimoniale et/ou à celui des contrats de base et cyclable signés

avec le Producteur (5,413 ¢/kWh en 2010¹). [On peut trouver certaines données non-confidentielles relatives aux volumes d'énergie et aux coûts des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux à la pièce R-3708-2009, HQD-13, Document 1, pages 41 à 43 – Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no. 1 de la Régie].

Pour 2010, le coût des approvisionnements postpatrimoniaux incluant les coûts liés à la suspension de TCE et net des revenus de revente d'énergie (42,3 M\$) s'élève à 285,1 M \$, selon le Distributeur².

On constate aussi que le coût unitaire total de 193,26 \$/MWh des approvisionnements post-patrimoniaux de long terme et de court terme représente presque le double du coût des contrats de long terme de 116,19 \$/MWh.

¹ R-3708-2009, HQD-13, Document 1, page 43, tableau R-17.1-C (Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no 1 de la Régie).

² « Ce coût inclut les coûts fixes de la centrale de TCE, les coûts associés à la fermeture de TCE en 2010, ainsi que les revenus de revente. » Dossier R-3708-2009, HQD-5, Document 1, page 9, lignes 7 à 9.

Tableau 2.2.1

Volume et coût des approvisionnements
postpatrimoniaux

Source: R-3708-2009, HQD-5, Document 1, page 10,
tableau 6.

	2009 (R-3677-2008)			2010 (R-3708-2009)		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	4,788	460	96,07	2,75	319,5	116,19
COURT TERME	0,061	24,7		-1,275	-34,5	
Achat d'énergie de court terme	0,529	50,5	95,44	0,079	4,6	58,18
<i>Reventes d'énergie</i>	-					
Achats de puissance	0,468	-33,2	70,95	-1,354	-42,3	31,23
	s.o	7,4		s.o	3,2	
SERVICE DE TRANSPORT		3,8			0	
TOTAL	4,849	488,4	100,72	1,475	285,1	193,26

2.3 Coûts de suspension de TCE (donnée confidentielle)

Les coûts de suspension de TCE comprennent les « pertes économiques » de TCE, les « coûts associés au transport et à la distribution de gaz », les coûts de remplacement de la puissance, et la prime fixe de puissance. On trouve à l'annexe 1 la description de ces coûts présentée par Hydro-Québec dans le dossier R-3649-2007. Pour 2010, le total des coûts directs de TCE (excluant la prime fixe de puissance) s'élève à **52,8 M\$** tel qu'indiqué par la Régie dans sa décision D-2009-125 (page 11). La prime fixe de puissance du contrat avec TCE est une donnée confidentielle.

Toutes les composantes des indemnités à TCE sont des éléments de coûts de nature particulière, visant à réduire les surplus d'approvisionnements engagés par le Distributeur et non pas à satisfaire la croissance de la consommation de certaines catégories de consommateurs. Ces coûts ne varient pas proportionnellement aux volumes de consommation des différentes catégories de consommateurs.

Le tableau suivant montre la croissance ou la décroissance de la consommation des catégories de consommateurs considérées par le Distributeur dans sa répartition des coûts depuis la première suspension de TCE en 2007.

On y voit clairement que les consommateurs résidentiels (tarifs D et DM, et tarif DT) ne sont pas à l'origine de la suspension de TCE en 2010, puisque leur consommation prévue pour 2010 dépasse même le niveau (historique réel normalisé) de 2007 lors de la première suspension de TCE.

L'examen de ces chiffres amène le lecteur à conclure que la baisse de la consommation des secteurs commercial et industriel (tarif M, tarif L et contrats spéciaux) serait la cause des surplus importants dont dispose le Distributeur et donc de la suspension de TCE en 2010.

Tableau 2.3.1

Croissance et décroissance de la consommation (GWh) de certaines catégories de consommateurs calculée par rapport à la situation avant la première suspension de TCE (2007).

	Consommation totale en 2007 [historique] (avant la première suspension de TCE en 2008) (a)	Consommation prévue pour 2010 (b)	Variation de la consommation
Tarifs D et DM	56 501	58 156	1 655
Tarif DH	3	3	0
Tarif DT	2 793	2 975	182
Tarifs G et à forfait	12 895	13 491	596
Tarif G9	1 169	1 080	-89
Tarif M	26 823	26 191	-632
Tarifs d'éclairage public et sent.	582	579	-3
Tarif L	43 571	38 418	-5 153
Tarif H	10	10	0
Contrats spéciaux	27 672	25 645	-2 027
Acheteurs d'énergie en surplus	0		
Total	172 019	166 548	-5 471

(a): Historique normalisé - R-3708-2009, HQD-2, Document 2, page 19.

(b): Dossier R-3708-2009, HQD-10, Document 4, page 16, tableau 9A, colonne 9.

2.4 Pertes reliées à la revente d'énergie

En raison de ses surplus énergétiques, le Distributeur devrait vendre à perte une certaine quantité d'énergie. En effet, pour 2010, les données³ du Distributeur montrent des coûts pour les approvisionnements de long terme de 116,19 \$/MWh, alors que le prix de reventes d'énergie ne serait que de 31,23 \$/MWh, soit à peu près un tiers du coût (incluant le coût de suspension de TCE).

2.5 Conclusion

Les coûts reliés à la suspension de TCE ainsi que les pertes lors des reventes d'énergie s'expliquent essentiellement par la diminution de la consommation du secteur industriel. On trouve à l'annexe 2 certains extraits des affirmations du Distributeur confirmant ce fait.

À mon avis, cette situation devrait être reflétée dans la répartition des coûts par catégorie de consommateurs et dans l'établissement de hausses tarifaires différenciées.

³ Dossier R-3708-2009, HQD-5, Document 1, page 10, tableau 6.

SECTION 3

RÉPARTITION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS

3.1 Contexte

Cette section traite de la répartition des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux par catégorie de consommateurs. Ce sujet a été reconnu récemment par la Régie comme faisant partie du présent dossier.⁴

La répartition des coûts est un exercice usuel en réglementation économique. Elle fournit des informations sur les coûts attribuables à chacune des catégories d'utilisateurs ou de service, afin que leurs tarifs puissent être déterminés en tenant compte de leurs coûts et des risques associés.

Dans le cas du Distributeur, l'article 52.1 de la Loi sur la Régie précise ce qui suit :

« Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable pour le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6 à 10 du premier alinéa de l'article 49 et du deuxième alinéa de ce même article ». (mes soulignés)

Le paragraphe no. 6 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi sur la Régie spécifie que la Régie doit tenir compte des coûts de service et des **risques** différents inhérents à chaque catégorie de « consommateurs » et de l'équité entre les classes de tarifs lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité. Par conséquent, selon ma compréhension, la Régie devrait apporter les adaptations nécessaires en tenant compte de la notion de « risques différents inhérents à chaque catégories de consommateurs » spécifiée dans le

⁴ «Quant à la répartition des coûts de l'énergie postpatrimoniaux, la Régie juge que le sujet fait partie du présent dossier » R-3708-2009, D-2009-117, page 13.

paragraphe no. 6 du 1^{er} alinéa de l'article 49 de la Loi lorsqu'elle fixe ou modifie les tarifs du Distributeur. À mon avis, la catégorie de consommateurs « Industriel Grandes entreprises » comporte beaucoup de risques pour le Distributeur, considérant le fait que sa consommation énergétique baisse énormément durant la période 2007-2010 (voir section 2) et serait beaucoup plus volatile au gré des variations du contexte économique que la catégorie résidentielle.

Pour que la Régie puisse tenir compte des coûts de service de chaque catégorie de consommateurs, il faut les établir au moyen de la répartition des coûts.

La précision des résultats de l'exercice de répartition des coûts est importante dans l'établissement des tarifs du Distributeur. Cette précision s'obtient en s'assurant que la méthodologie de répartition des coûts utilisée par le Distributeur respecte les principes retenus par la Régie et généralement appliqués en réglementation économique, et que les données utilisées par le Distributeur reflètent la réalité et sont valides.

Pour atteindre une précision acceptable, on applique généralement le principe de causalité des coûts, c'est-à-dire allouer les coûts d'une « fonction » donnée (un ensemble de contrats d'approvisionnements par exemple) seulement aux catégories de consommateurs ou d'utilisateurs qui sont à l'origine de ce coût ou qui utilisent effectivement le service rendu par cette « fonction ».

Le principe de causalité des coûts est reconnu en réglementation économique. En effet, le *National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)* écrit ce qui suit dans son volume portant sur la répartition des coûts :

« Cost studies are therefore used by regulators for the following purposes:

- To attribute costs to different categories of customers based on how those customers cause costs to be incurred. [...]»⁵

La Régie a reconnu le principe de causalité des coûts depuis le tout début de son examen des méthodologies de répartition des coûts (allocation des coûts) :

« La Régie considère que la méthodologie d'allocation des coûts devrait respecter certains principes standards dont les liens de causalité des coûts ».⁶

⁵ NARUC, « Electric Utility Cost Allocation Manual », January, 1992 (page 12).

Elle écrit ce qui suit dans sa décision D-2007-12 (dossier tarifaire R-3644-2007 du Distributeur) :

« La Régie réitère qu'en matière de répartition des coûts, elle privilégie le principe de causalité. Pour la Régie, ce principe doit avoir priorité sur la simplicité lorsque les montants à répartir sont d'une telle importance. Cette orientation est d'autant plus primordiale dans la mesure où la Régie favorise une tarification basée sur le bon signal de coût, tel que mentionné dans la décision D-2006-34. »⁷ (mes soulignés)

En ce qui concerne la répartition des coûts des approvisionnements *postpatrimoniaux*, outre le respect du principe de causalité des coûts, la Régie exige précisément que la répartition tienne compte des caractéristiques des produits et fasse un appariement entre ces produits et les caractéristiques de consommation :

« Dans sa décision 2005-34, la Régie mentionnait notamment en ce qui concerne le choix d'une méthode de répartition :

- *que le principe de causalité était fort important compte tenu de l'ampleur des coûts à allouer et qu'il devait primer sur le principe de simplicité ;*
- *que pour bien refléter la causalité des coûts, la méthode de répartition devait tenir compte des caractéristiques des produits et faire un appariement entre ces produits et les caractéristiques de consommation. » (Décision D-2006-34, page 66).*

3.2 Répartition des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux par le Distributeur

Le Distributeur utilise une méthode de répartition des coûts dite « méthode horaire » pour répartir les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux. Comme par le passé⁸, ce rapport ne remet pas en question les principes de la « méthode horaire » approuvée par la Régie. Toutefois, il questionne les diverses

⁶ Régie de l'énergie, Décision D-2002-102, page 62.

⁷ Régie de l'énergie, D-2007-12, pages 75-76.

⁸ Voir rapport d'expertise de Co Pham, dossier R-3677-2008, page 19.

interprétations qu'en fait le Distributeur dans son application et certains de ses choix quant aux données utilisées.

Dans les sections suivantes, ce rapport démontre les biais résultant de l'application de la méthode horaire par le Distributeur et propose certaines pistes d'améliorations.

3.2.1 Données utilisées par le Distributeur et résultats de sa répartition

Pour l'année 2010, le Distributeur répartit un coût de 285 M\$ aux différentes catégories de consommateurs, en excluant les acheteurs d'énergie en surplus (revente). Il utilise les volumes d'énergie de chacune des catégories de consommateurs comme une donnée principale pour établir leurs coûts.

Conceptuellement, la méthode horaire établit dans une première étape les coûts par unité d'énergie (ϕ/kWh) pour distinguer les coûts associés aux heures de pointe et aux heures hors pointe. Par la suite, elle prend en compte les quantités d'énergie de chacune des catégories de consommateurs « présentes » à une heure donnée.

La prémisse de base de la méthode horaire est la suivante : les coûts d'approvisionnements attribués à une heure donnée sont **occasionnés par la consommation** de l'ensemble des catégories de consommateurs présents à cette heure, il est donc raisonnable de répartir ces coûts au prorata de leurs volumes de consommation à cette heure. Bien appliquée, la méthode horaire conduit donc aux résultats qui reflètent à la fois l'importance relative des coûts en pointe et hors pointe, ainsi que les volumes d'énergie consommée de chacune des catégories de consommateurs.

Par contre, à mon avis, les coûts qui sont occasionnés par la réduction du volume total des approvisionnements tels que les indemnités versées par le Distributeur à TCE pour suspendre sa production et la revente d'énergie en surplus, devraient être traités **distinctement** des coûts liés à la croissance des approvisionnements (ou à la croissance de la demande de la clientèle principale du Distributeur qui est la charge locale).

Le tableau suivant reproduit les volumes d'énergie (données) et les résultats de coûts par catégorie de consommateurs selon la répartition effectuée par le Distributeur. On y voit clairement que le Distributeur n'a pas considéré dans sa

répartition les acheteurs d'énergie en surplus, même si à certaines heures données, les sources d'approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur servent à satisfaire leurs besoins⁹.

Tableau 3.2.1

Résultats de la répartition des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux effectuée par le Distributeur
Source : Dossier R-3708-2009, HQD-10, Doc.4, p. 16

	Consommation postpatrimoniale en GWh	Coût postpatrimonial en M\$	Coût postpatrimonial en ¢/kWh
Tarifs D et DM	479	89,8	18,73
Tarif DH	0	0	24,95
Tarif DT	25	6,5	26,56
Tarifs G et à forfait	111	23,2	20,88
Tarif G9	9	2,4	26,84
Tarif M	216	43,6	20,20
Tarifs d'éclairage public et sent.	5	1,2	24,16
Tarif L	317	68,9	21,78
Tarif H	0	0	26,62
Contrats spéciaux	211	49,5	23,43
Acheteurs d'énergie	non-considéré	non-considéré	non-considéré
Total	1372	285,1	20,780

Le tableau suivant compare les parts (%) en énergie et en coûts résultant de l'application de la méthode horaire par le Distributeur. On y voit que la part des coûts (%) d'une catégorie de consommateurs donnée est plus ou moins proportionnelle à sa part (%) de consommation. La répartition effectuée par le Distributeur se base donc fortement sur les proportions en énergie des catégories de consommateurs. Elle ne tient pas compte de la « responsabilité »

⁹ "14.3 Please provide a more detailed explanation as to how the revenue from surplus energy sales are allocated to customer classes.

Réponse :

Le profil horaire des surplus du Distributeur est réparti par catégories de consommateurs proportionnellement aux profils postpatrimoniaux lesquels sont multipliés par le prix horaire de la vente prévu pour l'année témoin. » Dossier R-3677-2008, HQD-16, Document 9, page 24.

respective des catégories de consommateurs dans la couverture des pertes reliées à la revente et des indemnités versées à TCE.

Tableau 3.2.2

Comparaison des parts en énergie et en coûts

Répartition effectuée par le Distributeur

Source: R-3708-2009, HQD-10, Document 4, p. 16

	Part en énergie	Part en coût	Écart
Tarifs D et DM	34,91%	31,50%	3,41%
Tarif DH	0,00%	0,00%	0,00%
Tarif DT	1,82%	2,28%	-0,46%
Tarifs G et à forfait	8,09%	8,14%	-0,05%
Tarif G9	0,66%	0,84%	-0,19%
Tarif M	15,74%	15,29%	0,45%
Tarifs d'éclairage public et sent.	0,36%	0,42%	-0,06%
Tarif L	23,10%	24,17%	-1,06%
Tarif H	0,00%	0,00%	0,00%
Contrats spéciaux (sans ajustement)	15,38%	17,36%	-1,98%
Acheteurs d'énergie	non-considéré	non-considéré	non-considéré
Total			

En fait, le Distributeur a choisi de répartir les pertes financières associées à la revente d'énergie aux différentes catégories de consommateurs au prorata de leurs consommations. Ainsi, la catégorie de consommateurs « Tarifs D et DM » doit assumer une part importante des pertes financières associées à la revente d'énergie même si elle n'est pas à l'origine de ces pertes. Le volume de consommation n'est donc pas un paramètre approprié pour répartir les pertes financières du Distributeur reliées aux surplus énergétiques.

À mon avis, cette façon de répartir les coûts du Distributeur est une **mauvaise application** de la méthode horaire. Elle va également à l'encontre du principe de causalité des coûts.

3.3 Ajout de la catégorie d'utilisateurs « Acheteurs d'énergie »

Une piste d'amélioration de la précision des résultats serait de considérer les acheteurs d'énergie en surplus comme une catégorie d'utilisateurs dans la répartition des coûts.

Ainsi, les coûts par catégorie de consommateurs locaux résultant de l'application de la méthode horaire seraient leurs coûts propres, sans inclure une partie des pertes (ou des gains) relié(e)s à l'énergie fournie aux acheteurs d'énergie.

Ce ne sont pas les consommateurs du secteur domestique qui sont à l'origine de ces surplus. Ils ne peuvent ni utiliser ni consommer ces quantités d'énergie en surplus. Il est donc illogique de leur attribuer une part des impacts financiers négatifs associés à des surplus d'approvisionnements postpatrimoniaux qu'ils n'ont pas contribué à constituer.

3.4 Coûts reliés à la suspension de TCE

Le deuxième biais de l'application de la méthode horaire par le Distributeur consiste à inclure dans le coût total à répartir les coûts reliés à la suspension de TCE et de les répartir par catégorie de consommateurs en fonction de leurs volumes de consommation (voir tableau 3.2.2). Dans le dossier R-3677-2008, le Distributeur a reconnu qu'il inclut les coûts reliés à ses surplus énergétiques dans le coût des approvisionnements postpatrimoniaux attribué à chacune des catégories de consommateurs:

« [...] la méthode horaire associe à chacune des heures de l'année, les coûts d'approvisionnement de l'électricité postpatrimoniaux aux différentes catégories de consommateurs. Ainsi, elle répartit implicitement des volumes et des coûts des surplus, ainsi que des revenus de la revente sur une base proportionnelle à chacune des heures de surplus pour chacune des catégories des consommateurs. »¹⁰ (mes soulignés)

Comme discuté à la section 2, ces coûts sont essentiellement causés par la diminution des activités du secteur industriel. En répartissant ces coûts de façon proportionnelle aux volumes de consommation des catégories de

¹⁰ Dossier R-3677-2008, HQD-11, document 1, page 4, lignes 9 à 14.

consommateurs, le Distributeur fait supporter par le secteur domestique une part importante des coûts causés par la diminution des activités industrielles. Ceci contrevient clairement au principe de causalité des coûts généralement appliqué en réglementation et reconnu par la Régie.

Pour améliorer la répartition des coûts effectuée selon la méthode horaire, il faut donc isoler les coûts reliés à la suspension de TCE des autres coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux et les répartir uniquement aux catégories de consommateurs qui sont à l'origine de cette suspension.

La section suivante présente une illustration quantitative de cette approche intégrant l'introduction de la catégorie « Acheteurs d'énergie ». Il est à noter que la Régie a demandé au Distributeur d'effectuer certaines répartitions du coût relié à la suspension de TCE selon divers scénarios (voir les questions 77.2.1 à 77.2.4 de la Régie au Distributeur).

La Régie peut décider de départager le coût de suspension de TCE entre le Distributeur et les consommateurs. Dans le cas où la Régie décide que le **Distributeur doit assumer la totalité de ce coût**, il n'est pas nécessaire de le répartir entre les différentes catégories de consommateurs. Dans le cas où la Régie décide que les consommateurs doivent assumer une certaine part du coût de suspension de TCE, on doit alors répartir équitablement et en respectant les règles de causalité des coûts, le montant représentant cette part entre les différentes catégories de consommateurs.

Dans ce qui suit, on suppose que la totalité du coût de suspension de TCE doit être réparti entre les différentes catégories de consommateurs (le Distributeur n'a aucune responsabilité financière à l'égard de la suspension de TCE, selon cette supposition).

Ce coût sera réparti aux différentes catégories de consommateurs même si certains clients spécifiques d'une catégorie de consommateurs ne sont plus là, parce que la répartition des coûts vise à fournir des informations relatives aux coûts d'une catégorie de consommateurs, c'est-à-dire d'un ensemble de clients spécifiques ayant les mêmes caractéristiques de consommation (puissance et énergie), et non pas par client spécifique. On trouve une douzaine de catégories de consommateurs dans le décret portant sur la répartition des coûts de l'électricité patrimoniale ainsi que dans la répartition des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux effectuée par le Distributeur (tarif D, tarif G, tarif M, tarif L, contrats spéciaux, etc.). À l'intérieur de chacune de ces

catégories de consommateurs, il y a fréquemment l'addition ou la disparition de certains clients spécifiques. Les catégories « Tarifs L » et « Contrats spéciaux » se distinguent par la disparition de certains clients spécifiques dont le volume de consommation énergétique est très important.

Il faut aussi distinguer les *coûts* des *tarifs*. Certains articles de la Loi sur la Régie, par exemple l'article 52.1, font une distinction claire entre le « coût » et le tarif d'une catégorie de consommateurs donnée.

Lorsqu'on attribue des coûts relativement élevés à une catégorie de consommateurs donnée compte tenu de la variation (baisse ou hausse) marquée de sa consommation énergétique, ceci ne vise qu'à fournir l'information relative au coût.

La répartition des coûts n'est pas un exercice d'établissement des tarifs ou de détermination des parts de responsabilité entre le Distributeur et les consommateurs dans les pertes (ou gains) reliés à la suspension de TCE et à la revente d'énergie.

À mon avis, cette dernière question trop importante pour les consommateurs, le Distributeur, et la Régie devrait être discutée **séparément** (ou en amont) de la répartition des coûts par catégorie de consommateurs.

Lorsqu'on alloue le coût de suspension de TCE aux catégories de consommateurs dont la consommation est en décroissance, cela reflète le fait que la consommation de ces catégories de consommateurs baisse énormément d'une année à l'autre, alors que le Distributeur a dû prendre des engagements financiers plusieurs années d'avance pour satisfaire la croissance prévue des besoins.

Le Distributeur s'est donc exposé au « risque » de la non-réalisation de sa prévision de la demande du secteur industriel et au « risque » découlant de la signature de contrats d'approvisionnements des années d'avance. Or ces risques sont faibles ou inexistantes chez la catégorie « consommateurs résidentiels », puisque ses besoins croissent de façon relativement stable.

Une répartition des coûts adéquate doit refléter cette réalité et ne doit pas allouer **injustement** le coût de suspension de TCE aux consommateurs résidentiels et autres catégories de consommateurs dont l'évolution de la consommation n'a pas de lien avec la suspension de TCE.

L'inclusion des coûts de suspension de TCE aux autres coûts alloués au secteur industriel ne fait que refléter la réalité, notamment les risques pris par le Distributeur. Cette inclusion permettrait à la Régie de tenir davantage compte des coûts et des *risques* inhérents à chaque catégorie de consommateurs dans l'établissement des tarifs, tel que le prévoit sa Loi constitutive.

Mais elle ne conduirait pas pour autant à des hausses tarifaires élevées ou brusques pour le secteur industriel, considérant le fait que les tarifs doivent tenir compte du coût total de service (approvisionnement patrimonial et postpatrimonial, transport et distribution) et du décret 1164-2007 qui vise à assurer une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de consommateurs :

« QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie la préoccupation économique, sociale et environnementale suivante afin de favoriser une évolution équilibrée des tarifs d'électricité entre catégories de consommateurs :

QUE lors de la fixation des tarifs d'électricité, les ajustements tarifaires entre les catégories de consommateurs soient répartis de manière à assurer une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de consommateurs. »

En somme, les coûts doivent être répartis entre les catégories de consommateurs d'une façon objective et rigoureuse, reflétant la réalité, et sans infliger de biais à l'établissement des tarifs qui relève de l'autorité de la Régie.

3.5 Illustration quantitative pour l'année 2010

Pour illustrer les améliorations méthodologiques discutées précédemment, cette section présente une évaluation pour l'année 2010.

Toutes les données utilisées proviennent du Distributeur, à l'exception de l'hypothèse relative au coût de suspension de TCE (100 M\$).

On suppose que la totalité des coûts de suspension de TCE doit être allouée aux consommateurs, c'est-à-dire que le Distributeur n'a aucune responsabilité financière à cet effet. Si la Régie accepte la modalité d'ajouter la catégorie « Acheteurs d'énergie » et de répartir distinctement les coûts de suspension de

TCE, le Distributeur pourra effectuer des calculs plus précis avec des données appropriées, notamment le coût de suspension de TCE.

Le tableau 3.5.1 présente les données relatives aux coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

Dans cette illustration, on utilise un coût total des approvisionnements postpatrimoniaux de 327,3 M\$, en excluant les revenus de revente de 42,3 M\$ afin de distinguer l'exercice de répartition des coûts (établissement des coûts) de celui de répartir les responsabilités financières relatives aux pertes associées à la revente.

Pour sa part, le Distributeur utilise un coût de 285,1 M\$ représentant le coût des approvisionnements postpatrimoniaux net des revenus de revente ($327,3 \text{ M\$} - 42,3 \text{ M\$} = 285,1 \text{ M\$}$), ce qui a pour effet de répartir les pertes associées à la revente au prorata des volumes de consommation de différentes catégories de consommateurs.

Tableau 3.5.1

Ventilation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux - Année 2010	
(HQD-5, Doc. 1, p. 10, tableau 6)	
Coût des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme incluant coût de suspension de TCE	319,5
Achats d'énergie de court terme (approv. postpat.)	4,6
Achats de puissance (approv. postpat.)	3,2
Total - Approvisionnements postpatrimoniaux (incluant coût de suspension de TCE)	327,3
Moins Revenus de revente	-42,3
<i>Coût net des revenus de revente (incluant coût de suspension)</i>	<i>285,0</i>
<i>Coût considéré pour la répartition par le Distributeur (incluant pertes de revente)</i>	<i>285,1</i>

Le tableau suivant présente l'hypothèse relative au coût de suspension de TCE (100 M\$) et les calculs du coût unitaire des approvisionnements postpatrimoniaux (excluant l'effet du coût de suspension de TCE). Ce dernier est évalué à 8,34 ¢/kWh, selon les données et hypothèse retenues pour cette illustration.

Tableau 3.5.2

Données utilisées pour l'illustration - Année 2010

(toutes les données proviennent du Distributeur à l'exception de l'hypothèse relative au coût de suspension de TCE en 2010).

Consommation locale (GWh)	1372
Surplus (GWh)	1354
Total (GWh)	2726

<u>Consommation locale et surplus d'énergie</u>	
Coût brut (sans revenu de revente) incluant coût de suspension de TCE	327,3
Coût de suspension (hypothèse) [alloué 100% aux consommateurs]	100
Coût brut (sans revenu de revente) excluant coût de suspension de TCE (M\$) (A)	227,3
Volume d'énergie (consommation locale et surplus) (GWh) (B)	2726
Coût moyen excluant coût de suspension de TCE	
(commun pour consommation locale et surplus) (¢/kWh) (C=A/B *100)	8,34
<u>Calcul du coût brut de la consommation locale</u>	
Coût brut (sans revenu de revente) excluant coût de suspension de TCE (M\$) (A)	227,3
Moins Coût brut des surplus	112,9
Coût brut de la consommation locale	114,4

Le tableau suivant indique les parts des catégories de consommateurs dans la décroissance de la consommation depuis 2007 choisie comme l'année de référence, puisque la suspension de TCE a eu lieu la première fois en 2008. Les coûts de suspension de TCE en 2010 sont répartis dans cette illustration selon ces parts.

Tableau 3.5.3

Parts des catégories de consommateurs dans la décroissance de la consommation calculée par rapport à la situation avant la première suspension de TCE en 2007

Sources:

(a): Historique normalisé - R-3708-2009, HQD-2, Document 2, page 19.

(b): Dossier R-3708-2009, HQD-10, Document 4, page 16, tableau 9A, colonne 9.

	Diminution en GWh	Diminution en %
Tarifs D et DM		
Tarif DH		
Tarif DT		
Tarifs G et à forfait		
Tarif G9	-89	1,13%
Tarif M	-632	8,00%
Tarifs d'éclairage public et sent.		
Tarif L	-5153	65,22%
Tarif H		
Contrats spéciaux (sans ajustement)	-2027	25,65%
Acheteurs d'énergie en surplus		
Total	-7901	100,00%

Le tableau 3.5.4 présente les résultats de répartition.

Tableau 3.5.4

Répartition des coûts de la suspension de TCE aux catégories de consommateurs dont la consommation est en décroissance

Coût de suspension (M\$) [hypothèse]	100	
Surplus (TWh)	1,354	(HQD-5, Doc. 1, p. 10, tableau 6)
Revenus de revente d'énergie (M\$)	42,3	(HQD-5, Doc. 1, p. 10, tableau 6)

	Coût de suspension en M\$ (a)	Coût -Revente	Coûts "normaux" des approv. (b)	Total
Tarifs D et DM	0,0		36,1	36,1
Tarif DH	0,0		0,0	0,0
Tarif DT	0,0		2,6	2,6
Tarifs G et à forfait	0,0		9,3	9,3
Tarif G9	1,1		1,0	2,1
Tarif M	8,0		17,5	25,5
Tarifs d'éclairage public et sent.	0,0		0,5	0,5
Tarif L	65,2		27,7	92,9
Tarif H	0,0		0,0	0,0
Contrats spéciaux	25,7		19,9	45,5
Acheteurs d'énergie	0,0	112,9	0,0	112,9
Total	100,0	112,9	114,5	327,4

(a): calculé au prorata de la part des catégories en décroissance.

(b): selon les parts des coûts calculées par le Distributeur

Le tableau suivant compare les résultats des répartitions effectuées selon l'approche du Distributeur et celle proposée dans ce rapport. On y voit que selon cette dernière, les énergies à revendre ont leurs propres coûts (indépendamment de leurs prix de vente). De plus, les coûts des catégories de consommateurs dont la consommation est en croissance (tarifs D et DM, tarif DT, tarif G, etc.) sont plus faibles que ceux calculés par le Distributeur.

Tableau 3.5.5

Comparaison des résultats

	Méthode horaire sans répartition distincte du coût de suspension de TCE	Méthode horaire avec répartition distincte du coût de suspension de TCE	
	Calculé par le Distributeur	Nos calculs	Écart
Tarifs D et DM	89,8	36,1	53,7
Tarif DH	0	0,0	0,0
Tarif DT	6,5	2,6	3,9
Tarifs G et à forfait	23,2	9,3	13,9
Tarif G9	2,4	2,1	0,3
Tarif M	43,6	25,5	18,1
Tarifs d'éclairage public et sent.	1,2	0,5	0,7
Tarif L	68,9	92,9	-24,0
Tarif H	0	0,0	0,0
Contrats spéciaux	49,5	45,5	4,0
Acheteurs d'énergie	0	112,9	-112,9
Total	285,1	327,4	-42,3

Le tableau 3.5.6 présente les résultats de répartition des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux proposée dans ce rapport combiné aux coûts de l'électricité patrimoniale fixés par le gouvernement (selon le Distributeur, le décret à cet effet est à venir).

On y voit que malgré l'inclusion du coût de suspension de TCE dans leurs coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux, les catégories de consommateurs « Tarif L » et « Contrats spéciaux » ont encore des coûts d'approvisionnements totaux **inférieurs** à celui des tarifs D et DM.

Le coût total de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale de chaque catégorie de consommateurs est relativement stable, parce qu'en 2010 l'électricité patrimoniale constitue la presque totalité des approvisionnements du Distributeur et son coût est plus faible que celui de l'électricité postpatrimoniale.

Le coût de la catégorie « Acheteurs d'énergie » est évalué à 8,34 ¢/kWh dans cette illustration, ce qui explique les pertes financières du Distributeur qui vendrait ses surplus au prix moyen estimé à environ 3 ¢/kWh. [La perte associée à la revente est de 5,22 ¢/kWh (8,34-3,12).]

L'ajout d'une catégorie « Acheteurs d'énergie » a pour but de calculer les coûts de cette catégorie, et non de déterminer les parts de responsabilités de différentes catégories de consommateurs dans la récupération des pertes reliées à la revente.

À mon avis, on commet une **erreur** fondamentale en répartissant les pertes liées à la revente en fonction des volumes de consommation des catégories de consommateurs. Ceci revient à dire que plus une catégorie de consommateurs consomme de l'énergie postpatrimoniale, plus elle doit assumer des pertes causées par la diminution de la consommation d'autres catégories de consommateurs.

Tableau 3.5.6

Résultats de la répartition des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux selon la méthode horaire avec répartition distincte des coûts de suspension de TCE (100 M\$) combinés aux coûts de l'électricité patrimoniale fixés par le gouvernement
Coûts en M\$ et en ¢/kWh (2010)

	Électricité patrimoniale (a)	Approv. Postpat.	Total	Énergie (GWh) (a)	Coût unitaire (¢/kWh)
Tarifs D et DM	1830,1	36,1	1866,2	58156	3,21
Tarif DH	0,1	0,0	0,1	3	3,33
Tarif DT	78,8	2,6	81,4	2975	2,74
Tarifs G et à forfait	382,2	9,3	391,5	13491	2,90
Tarif G9	29,9	2,1	32,0	1080	2,96
Tarif M	686,3	25,5	711,8	26191	2,72
Tarifs d'éclairage public et sent.	14,9	0,5	15,4	579	2,66
Tarif L	933,8	92,9	1026,7	38418	2,67
Tarif H	0,3	0,0	0,3	10	3,00
Contrats spéciaux	613,9	45,5	659,4	25645	2,57
<i>Acheteurs d'énergie</i>	0	112,9	112,9	1354	8,34
Total	4570,3	327,4	4897,7	167902	2,92

(a): Dossier R-3708-2009, HQD-10, Document 4, page 16, tableau 9A.

Il est important de rappeler que lors des discussions du Comité technique et des débats devant la Régie concernant le choix de la méthode horaire, ni le Distributeur ni les intervenants n'ont prévu la situation des surplus considérables du Distributeur. La préoccupation se situait plutôt au niveau de la croissance élevée du secteur industriel telle que prévue par le Distributeur à cette époque.

À présent, nous sommes devant une problématique inusitée: comment allouer les coûts associés à la décroissance de certaines catégories de consommateurs tout en allouant correctement les coûts reliés à la croissance de la consommation de certaines autres catégories de consommateurs.

Pour solutionner cette problématique, il n'est pas nécessaire d'abandonner la méthode horaire ; il suffirait de faire certaines adaptations, soit modifier la répartition des coûts de suspension de TCE et ajouter la catégorie « Acheteur d'énergie » comme illustre l'exemple présenté précédemment.

La solution proposée dans ce rapport répondrait à la préoccupation de la Régie relative au traitement des coûts des surplus telle qu'exprimée dans la décision D-2009-016 (page 76) relative au dossier tarifaire du Distributeur de l'an dernier:

« La Régie constate que le volume de surplus pour l'année 2009, ainsi que les coûts qu'il engendre, sont importants pour l'ensemble des consommateurs. Sans se prononcer sur les surplus qui existeront au cours des prochaines années, la Régie considère que les volumes et les coûts relatifs à ces surplus pour l'année 2009 et ceux qui pourront survenir au cours des années futures doivent être traités avec une attention particulière. » (mes soulignés)

Il est à noter que, dans le présent dossier, le Distributeur n'a apporté aucune modification à son traitement¹¹, même si la Régie lui a demandé de faire une proposition à cet égard dans le présent dossier:

« d'examiner le traitement de la répartition des surplus d'électricité postpatrimoniale en tenant compte, notamment, des solutions proposées par les intervenants. Il devra présenter le résultat de ses réflexions en séance de travail et faire une proposition à cet égard lors du prochain dossier tarifaire. » (Décision D-2009-016, page 77). (mes soulignés)

¹¹ « Pour le présent dossier tarifaire, aucune modification n'est apportée à la méthode. » R-3708-2009, HQD-10, Document 2, page 3, lignes 5 à 6.

3.6 Commentaires sur la proposition de l'expert de l'AQCIE/CIFQ pour répartir les coûts « échoués » du Distributeur

Dans sa preuve de cette année, le Distributeur discute du scénario de répartition des coûts « échoués » proposé par l'expert de l'AQCIE/CIFQ, M. Knecht. Le Distributeur décrit le scénario proposé de la façon suivante :

« L'expert M. Knecht de l'AQCIE/CIFQ a qualifié certains coûts postpatrimoniaux de coûts « échoués » et proposait de les répartir par catégories de consommateurs proportionnellement aux coûts de fourniture totaux. Ces coûts « échoués » comprenaient notamment le coût de suspension de TCE, le coût de surplus à revendre et finalement les revenus de la revente. Selon l'expert et, tel que repris par les représentants de l'organisme, cette solution permettait de corriger d'une certaine façon les lacunes de la méthode aux coûts horaires qui alloue des coûts unitaires plus élevés aux clients aux forts facteurs d'utilisation. Ce scénario a été présenté et discuté lors de la rencontre de travail. »¹²

Le Distributeur indique par la suite que : *« une répartition des coûts postpatrimoniaux « échoués » proportionnellement aux coûts totaux a pour effet un transfert de coût d'environ 18 M\$ de la catégorie Grande puissance vers la catégorie Domestique. »¹³*. Il observe que l'approche proposée par l'expert Knecht *« revient à utiliser, pour l'essentiel, la méthode du facteur d'utilisation pour répartir une partie des coûts postpatrimoniaux, ce que la Régie a déjà refusé. »¹⁴*

Le Distributeur avait raison de rappeler que dans le passé la Régie a refusé une approche globale semblable, dite la méthode du *« facteur d'utilisation global »*, puisque le recours au facteur d'utilisation global – commun pour les approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux – ne traduit pas correctement la causalité des coûts propres aux approvisionnements postpatrimoniaux. Le recours au *« facteur d'utilisation global »* ne respecte pas non plus l'exigence de la Régie à l'effet que la méthode doit tenir compte des

¹² Dossier R-3708-2009, HQD-10, Document 2, page 4, lignes 13 à 21.

¹³ Dossier R-3708-2009, HQD-10, Document 2, page 5, lignes 7 à 9.

¹⁴ Dossier R-3708-2009, HQD-10, Document 2, page 5, lignes 20 à 22.

caractéristiques des produits et faire un appariement entre ces produits et les caractéristiques de consommation (Décision D-2006-34, page 66). À mon avis, les caractéristiques puissance et énergie de l'électricité patrimoniale sont fort différentes de celles de l'électricité postpatrimoniale. Rappelons que les caractéristiques techniques « puissance et énergie » de l'électricité patrimoniale sont fixes et la répartition des coûts par catégorie de consommateurs de l'électricité patrimoniale est fixée par le gouvernement annuellement.

À mon avis, l'expert Knecht avait raison de qualifier les coûts de suspension de TCE et les pertes reliées aux surplus d'énergie comme les coûts résultant d'un échec du Distributeur. Cependant, il avait tort de proposer une répartition de ces coûts au prorata des coûts totaux (patrimonial et postpatrimonial), puisqu'il n'y a pas de relation causale entre les coûts « échoués » du Distributeur et le total des coûts d'approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux de chacune des catégories de consommateurs. Autrement dit, l'ampleur monétaire de l'échec en question du Distributeur n'est pas fonction des coûts totaux des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux.

L'échec du Distributeur est dû, comme on l'a vu précédemment, aux baisses importantes de la demande du secteur industriel ces dernières années et à son incapacité ou son manque de moyens pour faire face à ces baisses de façon économique, jusqu'au point d'avoir à payer des sommes importantes à TCE pour ne rien produire ! Le Distributeur n'a pas subi cet échec à cause des consommateurs résidentiels considérant la croissance stable et prévisible de leur consommation. La proposition de l'expert Knecht ne respecte donc pas le principe de causalité des coûts. Par conséquent, la Régie devrait la rejeter.

3.7 Conclusion

Les résultats de la répartition des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux effectuée par le Distributeur sont erronés et vont à l'encontre du principe de causalité des coûts. Ils ne sauraient être considérés ni pour la prise de décision tarifaire de la Régie ni pour l'établissement des indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs. La Régie devrait donc rejeter les résultats de la répartition des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux soumis par le Distributeur.

Pour améliorer la précision de la répartition des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux, la Régie peut maintenir la méthode horaire. Cependant, il serait approprié d'apporter deux correctifs, comme on l'a vu précédemment. Premièrement, ajouter la catégorie « Acheteurs d'énergie ». Deuxièmement, répartir les coûts de suspension de TCE que la Régie attribuera aux consommateurs (excluant toute part de responsabilité que la Régie attribuera au Distributeur à cet effet) uniquement aux catégories de consommateurs à l'origine de cette suspension.

Finalement, la Régie devrait rejeter la proposition de répartition des coûts « échoués » de l'expert Knecht de l'AQCIE/CIFQ en raison de sa non-conformité avec le principe de causalité des coûts approuvée par la Régie.

SECTION 4

RÉPARTITION DES COÛTS DE L'AGENCE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

En vertu de la décision D-2009-106, la répartition des coûts de l'Agence de l'Efficacité énergétique (AEE) est un sujet à débattre dans le présent dossier¹⁵. Cette section examine la répartition des coûts de l'AEE réalisée par le Distributeur.

Les principes de répartition des coûts de l'AEE sont définis par la Régie comme suit suite à son examen du dossier R-3671-2008 :

"Dans la mesure où la quote-part est reflétée directement dans les tarifs des distributeurs, la Régie considère que la répartition des coûts doit être prioritaire et que cet exercice doit être basé, dans la mesure du possible, sur le principe de causalité entre les charges et la catégorie de consommateur pour qui ces charges ont été encourues.

La Régie juge que l'allocation d'une charge directement au type d'énergie, au secteur d'activité et à la catégorie tarifaire visés par une mesure d'efficacité énergétique est la méthode à privilégier, lorsqu'applicable.

Lorsqu'elle ne l'est pas, la Régie favorise l'utilisation des bilans énergétiques sectoriels, de manière à cibler le plus précisément possible le type d'énergie et la catégorie de clients visés par la mesure". (D-2009-046, page 56)

Le Distributeur rapporte dans sa preuve qu'un groupe de travail a été formé pour examiner les clés de répartition¹⁶. Ce groupe de travail a réuni le Distributeur, Gaz Métro, Gazifère, les représentants des consommateurs au dossier du PEEÉNT ainsi que le personnel technique de la Régie. Selon le Distributeur, lors

¹⁵ Dans sa décision D-2009-016 (pages 77 à 78), la Régie a précisé que la répartition des coûts des programmes et activités de l'AEE fait partie des sujets à débattre dans le présent dossier. Le Distributeur a effectué un suivi à ce sujet dans le présent dossier (pièce HQD-10, Document 2, pages 8 à 12). De plus, dans sa décision D-2009-106 du 20 août 2009 (page 6) la Régie précise que « le suivi accordé par le Distributeur aux décisions antérieures de la Régie fait aussi partie des enjeux à aborder » dans le présent dossier.

¹⁶ HQD-10, Document 2, page 8, ligne 21 à 27.

d'une séance de travail, « *la clé de répartition des coûts de chacun des programmes de l'AEÉ, de même que les catégories de clients concernées ont fait l'objet d'une analyse plus approfondie* »¹⁷.

Les travaux de l'AEÉ à ce sujet n'étant pas terminés, le Distributeur a effectué pour les fins du présent dossier une répartition basée sur les approches proposées par l'AEÉ et sur le tableau d'adéquation des tarifs¹⁸. Le Distributeur affirme que : « *De cette façon, les coûts attribuables au secteur de l'électricité de chaque programme de l'AEÉ sont répartis par catégories de consommateurs qui sont, selon les informations actuellement disponibles, les plus susceptibles d'en bénéficier.* »¹⁹

Plus précisément, le Distributeur utilise diverses clés de répartition selon trois types de programmes :

- clé « GWh totaux » pour les programmes en conception (approche Bilan)
- clé « Nombre d'abonnements » pour les programmes ayant un historique ou des cibles de participation (approche Participants);
- répartition au prorata des « coûts totaux excluant les aides financières et le tronc commun » pour le tronc commun²⁰.

Les résultats de la répartition des coûts de l'AEÉ effectuée par le Distributeur sont reproduits au tableau suivant pour l'année témoin projetée 2010.

¹⁷ HQD-10, Document 2, page 9, lignes 25 à 27.

¹⁸ HQD-10, Document 2, page 10, lignes 7 à 20.

¹⁹ HQD-10, Document 2, page 10, lignes 14 à 17.

²⁰ HQD-10, Document 2, page 10 à 11.

Résultats de répartition du CFR et de l'amortissement des coûts de l'AEÉ effectuée par le Distributeur

Année témoin projetée 2010

Source: R-3708-2009, HQD-10, Document 2, page 12, tableau 3.

	CFR	Amort.	Proportion (%)
Tarifs D et DM	39,2	3,7	94,2%
Tarif DH	0	0	0,0%
Tarif DT	1,2	0,1	2,8%
Tarifs G et à forfait	0,3	0	0,8%
Tarif G9	0	0	0,0%
Tarif M	0,6	0,1	1,5%
Tarifs d'éclairage public et sent.	0	0	0,0%
Tarif L	0,3	0	0,6%
Tarif H	0	0	0,0%
Contrats spéciaux	0	0	0,0%
Total	41,6	3,9	100,0%

Le Distributeur précise aussi que :

« Le compte de frais reportés étant amorti sur une période de dix ans, le Distributeur associera, dans chaque dossier tarifaire subséquent, les montants d'amortissement aux proportions spécifiques de l'année à laquelle ils sont associés, conformément aux modalités de répartition des charges liées au PGEÉ. »(mes soulignés)

La répartition pour 2010 du Distributeur attribue 97,0% des coûts de l'AEÉ au secteur domestique et le reste (3%) aux autres secteurs. Les résultats apparaissent plus précis que ceux de l'an dernier. En effet, pour 2009, la répartition attribue 100% des coûts de l'AEÉ au secteur domestique (Décision D-2009-016, page 77).

Conclusion et recommandation

À mon avis, la répartition des coûts de l'AEÉ réalisée par le Distributeur pour l'année témoin projetée 2010 respecte les principes énoncés par la Régie dans sa décision D-2009-046. Elle fournit des résultats plus précis que ceux découlant de l'approche utilisée pour l'année 2009. Je recommande donc à la Régie d'accepter les résultats de répartition des coûts de l'Agence de l'Efficacité énergétique réalisée par le Distributeur et présentée au tableau 3 de la page 12 de la pièce HQD-10, Document 2.

SECTION 5

REVENU REQUIS DU DISTRIBUTEUR POUR 2010 ET NIVEAU MOYEN D'AJUSTEMENTS DES TARIFS POUR 2010-2011

5.1 Pertinence de l'examen du revenu requis du Distributeur

Le Distributeur présente les composantes de son revenu requis en 2010 à la pièce HQD-1, Document 1 (tableau 1, page 6) et l'évaluation des revenus additionnels requis et de la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2010 (tableau 3, page 11). Ces données importantes pour l'établissement des tarifs du Distributeur sont présentées par le Distributeur à la pièce intitulée « Contexte, Objectifs et Orientation de la demande tarifaire du Distributeur 2010-2011 ».

Au document HQD-1, Document 2, page 5, le Distributeur soumet diverses références dont la pièce HQD-1, document 1, en lien avec les enjeux du présent dossier.

Dans sa décision D-2009-106 (page 6), la Régie précise :

« Les principaux enjeux du présent dossier ainsi que les propositions spécifiques du Distributeur, dont plusieurs découlent directement de ces enjeux, sont présentés dans la pièce B-1-HQD-1, document 2.

La Régie retient, à ce stade du dossier, cette liste d'enjeux pour examen dans la présente requête. Le suivi accordé par le Distributeur aux décisions antérieures de la Régie fait aussi partie des enjeux à aborder.

La Régie précise aussi d'emblée que les enjeux reliés aux modifications des règles comptables (méthodes d'amortissement et IFRS) et à la suspension de la production de la centrale de TCE seront analysés dans les dossiers R-3703-2009 et R-3704-2009 respectivement et non dans le présent dossier. »

Considérant la décision de la Régie citée plus haut, il est, dans la présente expertise, pris pour acquis que l'examen du revenu requis du Distributeur, présenté à la pièce HQD-1, Document 1, fait partie des enjeux du présent dossier. Le présent rapport n'étudie pas les enjeux reliés aux modifications de la méthode de l'amortissement d'Hydro-Québec.

5.2 Revenu requis du Distributeur

Le revenu requis établi par le Distributeur pour 2010, tel que reproduit au tableau ci-dessous, comprend les coûts reliés à la suspension de TCE. Il suppose que la méthode de l'amortissement linéaire sera approuvée par la Régie suite à son examen du dossier R-3703-2009. [Le tableau ci-dessous a été déposé par le Distributeur dans le cadre du présent dossier et dans celui du dossier R-3703-2009].

Tableau 5.2.1

**Évaluation des revenus additionnels requis et de la hausse au 1er avril (M\$)
[intégrant les impacts du changement de méthode d'amortissement]**

Sources: R-3708-2009, HQD-13, Document 3, page 6, tableau R-2

(Réponse du Distributeur à la DDR d'ACEF de Québec)

et R-3703-2009, Phase 1, HQT-D-2, Document 1, page 34, tableau R13.2-A.

	2010	2011	2012
Revenus des ventes (sans hausse de tarif)	10 133,7	10 428,0	10 778,4
Revenus autres que ventes d'électricité	203,7	206,5	213,9
Ajustement-Provision réglementaire année précédente	-36,4	-6,0	-47,9
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	10 301,0	10 628,5	10 944,4
Revenus requis			
<u>Achats</u>			
Achats d'électricité	4 614,2	4 870,7	5 153,6
Service de transport (1)	2 632,7	2 637,1	2 704,6
<u>Coûts de distribution & Service à la clientèle</u>			
Charges d'exploitation	1 334,9	1 386,8	1 398,3
Autres charges (2)	1 002,0	1 112,4	1 150,2
Rendement sur la base de tarification	736,2	767,7	788,9
Revenus requis	10 320,0	10 774,7	11 195,6
Revenus additionnels requis au 1er avril	18,9	146,1	251,1
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	9 449,8	9 701,0	9 953,1
Hausse demandée - 1er avril	0,2%	1,5%	2,5%
Revenus générés par la hausse demandée	12,9	98,2	168,8
Provision réglementaire récupérée l'année suivante	6,0	47,9	82,3
(1) incluant : Charge locale de transport	2 635,2	2 637,1	2 704,6
(2) incluant : Amortissement	852,3	978,9	1 011,7

Pertes reliées aux surplus d'énergie

Étant donné que la Régie a approuvé la demande du Distributeur de suspendre la production d'électricité de la centrale TCE en 2010, la prise en compte des coûts reliés à la suspension de TCE dans l'évaluation du coût d'achat d'électricité, montré au tableau ci-haut, ne serait plus problématique, en autant que la Régie, soit d'avis et confirme, que le Distributeur n'a aucune responsabilité financière liée aux pertes financières (ou coûts) associées à ses surplus énergétiques (toutes ces pertes financières (ou coûts) étant assumées par la clientèle du Distributeur à travers leurs tarifs).

Dans sa décision D-2009-125 (page 7), la Régie a noté que la prévision du Distributeur de la demande du secteur *Industriel Grandes entreprises* pourrait être problématique :

« [14] La Régie constate que les ventes prévues pour 2010 sont inférieures au scénario faible de la prévision de la demande déposé il y a quelques mois dans le cadre de l'ÉAPA 2008. L'ampleur de la révision à la baisse de la demande sur une aussi courte période est préoccupante. En effet, malgré la crise économique actuelle affectant, notamment, la consommation du secteur Industriel Grandes entreprises, le Distributeur convenait déjà, dans le cadre de l'étude du plan d'approvisionnement 2008-2017, que la prévision de la demande de ce secteur présentait un biais de surestimation pour les horizons de 3 à 8 ans. » (D-2009-125, page 7)

Dans ce contexte, il serait opportun que la Régie se prononce et décide si l'ensemble des consommateurs doit supporter la totalité de ces frais à travers leurs tarifs malgré la problématique reliée à la prévision de la demande du secteur *Industriel Grandes entreprises* et que par conséquent le Distributeur peut inclure tous ces frais (coûts) dans son revenu requis de 2010.

Si la Régie décide qu'une partie des coûts reliés à la suspension de TCE et à la revente d'énergie en surplus doit être assumée par le Distributeur, il faut alors retrancher du revenu requis du Distributeur le montant déterminé par la Régie à cet effet.

Il faut de plus noter que la répartition des coûts reliés à ces surplus énergétiques aux différentes catégories de consommateurs, telle qu'effectuée par le Distributeur, est erronée tel que noté dans la section 3 de ce rapport²¹.

Impacts du changement éventuel de méthode d'amortissement

Le revenu requis établi par le Distributeur dans le présent dossier inclut des sommes importantes reliées aux impacts du changement éventuel de la méthode de l'amortissement à intérêts composés à la méthode de l'amortissement linéaire.

Le tableau suivant reproduit l'évaluation des revenus requis pour la période 2010-2012 dans l'hypothèse du maintien de la méthode de l'amortissement à intérêts composés. Cette évaluation était effectuée par le Distributeur en réponse à une question de la Régie dans le cadre du dossier R-3703-2009.

²¹ En aucun moment, la Régie n'a abordé la question de répartition des pertes financières reliées aux surplus du Distributeur par catégorie de consommateurs dans sa décision D-2009-125 (motifs) du 8 octobre 2009. On ne doit pas utiliser cette décision pour justifier la répartition de ces pertes aux catégories de consommateurs qui ne sont pas à l'origine des surplus énergétiques du Distributeur. Il faut noter que dans sa décision D-2009-125 la Régie a constaté un biais de surestimation par le Distributeur de la consommation du secteur *Industriel Grandes entreprises* (*paragraphe 14, page 7*). De plus, la Régie écrit : « Dans le cadre du dépôt de son prochain plan d'approvisionnement, le Distributeur devrait évaluer la performance de la prévision de la demande du secteur *Industriel Grandes entreprises* sur les horizons de court, moyen et long termes, expliquer les biais, le cas échéant, et la façon d'y remédier » (D-2009-125, page 7, paragraphe 15).

Tableau 5.2.2

Évaluation des revenus additionnels requis et de la hausse au 1er avril (M\$)

(Maintenance de la méthode d'amortissement à intérêts composés)

Source: R-3703-2009, Phase 1, HQTD-2, Document 1, page 36, tableau R13.2-C

	2010	2011	2012
Revenus des ventes (sans hausse de tarif)	10 133,7	10 179,6	10 465,9
Revenus autres que ventes d'électricité	202,0	205,0	212,5
Ajustement-Provision réglementaire année précédente	-36,4	72,1	-33,4
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	10 299,3	10 456,7	10 645,0
Revenus requis			
<u>Achats</u>			
Achats d'électricité	4 631,1	4 877,1	5 157,8
Service de transport (1)	2 470,0	2 491,9	2 576,3
<u>Coûts de distribution & Service à la clientèle</u>			
Charges d'exploitation	1 334,9	1 386,8	1 398,3
Autres charges (2)	896,8	1 011,7	1 052,4
Rendement sur la base de tarification	740,0	779,3	807,9
Revenus requis	10 072,8	10 546,8	10 992,7
Revenus additionnels requis au 1er avril	226,5	-90,1	-347,7
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	9 449,8	9 460,6	9 652,2
Hausse demandée - 1er avril	-2,4%	1,0%	3,6%
Revenus générés par la hausse demandée	-154,4	56,7	234,5
Provision réglementaire récupérée l'année suivante	-72,1	33,4	113,2
(1) incluant : Charge locale de transport	2 472,5	2 491,9	2 576,3
(2) incluant : Amortissement	747,1	877,7	913,5

Le tableau suivant présente les écarts entre les deux scénarios de revenus requis établis par le Distributeur.

L'examen de ce tableau montre que l'hypothèse retenue par le Distributeur de l'approbation par la Régie de la méthode de l'amortissement linéaire a des impacts sur les coûts des achats d'électricité (impacts négatifs), sur les coûts de transport et de distribution (impacts positifs), et sur le rendement sur la base de tarification du Distributeur (impacts négatifs).

Au total, les revenus requis du Distributeur augmentent de **247 M\$** pour 2010 et de **678 M\$** pour la période 2010-2012 suite au passage à la méthode de l'amortissement linéaire, selon les estimations d'Hydro-Québec.

Le tableau suivant montre que les achats d'électricité accuseraient une baisse de 16,9 M\$ en 2010 suite au passage à la méthode de l'amortissement linéaire. Comme le coût de l'électricité patrimoniale est fixe et que les coûts de l'électricité post-patrimoniale sont fixés selon les contrats d'approvisionnements ou par le marché, il serait opportun que la Régie demande des explications au Distributeur à cet égard.

Tableau 5.2.3
Écart entre les deux scénarios

	2010	2011	2012
Revenus des ventes (sans hausse de tarif)	0,0	248,4	312,5
Revenus autres que ventes d'électricité	1,7	1,5	1,4
Ajustement-Provision réglementaire année précédente	0,0	-78,1	-14,5
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	1,7	171,8	299,4
Revenus requis			
<u>Achats</u>			
Achats d'électricité	-16,9	-6,4	-4,2
Service de transport (1)	162,7	145,2	128,3
<u>Coûts de distribution & Service à la clientèle</u>			
Charges d'exploitation	0,0	0,0	0,0
Autres charges (2)	105,2	100,7	97,8
Rendement sur la base de tarification	-3,8	-11,6	-19,0
Revenus requis	247,2	227,9	202,9
Revenus additionnels requis au 1er avril	-207,6	236,2	598,8
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	0,0	240,4	300,9
Hausse demandée - 1er avril			
Revenus générés par la hausse demandée	167,3	41,5	-65,7
Provision réglementaire récupérée l'année suivante	78,1	14,5	-30,9
(1) incluant : Charge locale de transport	162,7	145,2	128,3
(2) incluant : Amortissement	105,2	101,2	98,2
Total	267,9	246,4	226,5

Le tableau suivant présente les hausses tarifaires requises selon les deux méthodes, telles qu'évaluées par le Distributeur: changement à la méthode linéaire ou maintien de la méthode à intérêts composés.

À ce moment, on ignore si le Distributeur a pris en compte dans ses évaluations les impacts des mises en service prévues par le Transporteur et le Distributeur pour les années 2011 et 2012. Ces impacts pourraient être importants et par conséquent les hausses tarifaires estimées par Hydro-Québec pour 2011 et 2012 pourraient être plus élevées.

Pour l'année 2010, la perspective des ajustements tarifaires est différente dans les deux cas : une hausse tarifaire de 0,2% dans le cas de l'adoption de la méthode linéaire, et une baisse tarifaire de -2,4% dans le cas du maintien de la méthode de l'amortissement à intérêts composés.

Tableau 5.2.4

Hausse tarifaire demandée - 1er avril	2010	2011	2012
Méthode d'amortissement linéaire	0,2%	1,5%	2,5%
Méthode d'amortissement à intérêts composés	-2,4%	1,0%	3,6%

5.3 Inclusion des frais de préparation à l'éventuelle conversion à la méthode linéaire (20 M\$) dans le revenu requis du Distributeur en 2010

Dans le présent dossier, le Distributeur a inclus environ 20 M\$ dans ses revenus requis de 2010 pour les frais liés à la préparation à l'éventuelle conversion à la méthode de l'amortissement linéaire. Il décrit ces frais comme suit :

« Dans le but de se préparer au passage aux normes internationales (IFRS) prévu pour le 1er janvier 2011, Hydro-Québec s'est dotée d'un plan de conversion aux IFRS. Suivant l'échéancier corporatif de ce plan de conversion, une des tâches à effectuer au cours de l'année 2010 est la préparation des données comparatives 2010 selon ces nouvelles normes, et conséquemment la mise en conformité des registres supportant ces données pour respecter ces exigences, le Distributeur devra procéder à une révision complète de son registre des immobilisations corporelles et incorporelles. Cette révision permettra de rendre la structure actuelle des catégories et des composantes d'actifs conforme à la nouvelle normalisation (IFRS). Le Distributeur évalue à 20 M\$ les impacts monétaires relatifs à ces travaux. »²²

²² R-3708-2009, HQD-7, Document 11, pages 7 et 8.

Ainsi, les travaux reliés à ces frais visent la satisfaction de l'objectif fixé par Hydro-Québec d'adopter les normes IFRS. Cet objectif n'a pas été demandé par la Régie et n'est pas strictement nécessaire à la production, au transport, à la distribution de l'électricité et au service à la clientèle en 2010. La pertinence et la nécessité du changement de la méthode d'amortissement en vigueur à la méthode de l'amortissement linéaire sont en cours d'examen par la Régie (dossier R-3703-2009).

Il est à noter que Hydro-Québec a supporté seule (sans demander la contribution de sa clientèle) en 2009 les coûts d'implantation opérationnels et informatiques du changement de méthode d'amortissement puisque qu'elle estime que son objectif était d'être prête pour la conversion au début de l'exercice 2010 et non pas au début de 2011²³.

Dans le cadre du dossier R-3703-2009, la Régie a posé deux questions au Distributeur sur l'inclusion de ces 20 M\$ dans le revenu requis de 2010 :

« 49.2 Veuillez expliquer pourquoi l'effet du passage aux normes internationales (IFRS) concernant les immobilisations corporelles et incorporelles n'est pas traité dans la phase 2 du dossier R-3703-2009 et par conséquent inclus dans le revenu requis 2011.

Réponse :

Le passage aux IFRS demande de revoir le découpage des composantes des actifs d'Hydro-Québec. Bien que déjà conforme en matière de conventions comptables, le Distributeur doit finaliser la mise en conformité de certaines catégories de ses immobilisations corporelles et incorporelles. Cette mise en conformité peut mener à des retraits d'actifs et à des fermetures, à des fusions et à des scissions de catégories d'actifs. Cette révision aura donc des impacts monétaires sur la charge d'amortissement.

Ces travaux doivent majoritairement être complétés en 2010 afin que le registre des immobilisations soit conforme au 1er janvier 2011.

Le Distributeur évalue à 20 M\$ l'impact de ces travaux de mise en conformité.

49.3 Veuillez expliquer pourquoi les impacts monétaires de 20 M\$ relatifs aux travaux de conformité des immobilisations corporelles et incorporelles relatifs au passage aux normes internationales sont inclus dans le revenu requis 2010 au lieu de 2011, puisque les normes internationales seront en vigueur le 1er janvier 2011. Est-ce qu'il y a une obligation selon les

²³ Voir Dossier R-3703-2009, HQTD-2, Document 1, page 15.

normes internationales IFRS d'inclure les impacts monétaires relatifs aux données comparatives dans le revenu requis 2010. Veuillez commenter.

Réponse :

Tel que stipulé à la réponse 49.2, les ajustements à apporter au registre des immobilisations du Distributeur doivent être reflétés en 2010 afin que le solde d'ouverture au 1er janvier 2011 soit conforme. »²⁴

Dans le cadre du présent dossier (R-3708-2009), il serait opportun que la Régie se prononce sur l'admissibilité, dans le revenu requis du Distributeur de 2010, de ces frais de préparation à la conversion à la méthode de l'amortissement linéaire qui pourrait être déclarée non-pertinente par la formation examinant le dossier R-3703-2009.

Sans ces frais, le revenu additionnel requis du Distributeur en 2010 serait pratiquement nul (18,9 M\$ moins 20 M\$ = -1,1 M\$) et il ne serait pas nécessaire de hausser les tarifs.

5.4 Conclusion

1. La Régie a approuvé la suspension de TCE pour 2010 tout en notant que la prévision du Distributeur de la demande du secteur *Industriel Grandes entreprises* présenterait un biais de surestimation. Le Distributeur a inclus les frais reliés à cette suspension ainsi que les pertes reliées à ses surplus énergétiques dans son revenu requis de 2010. Il serait opportun que la Régie se prononce à savoir si l'ensemble des consommateurs doit supporter la totalité de ces frais à travers leurs tarifs, malgré la problématique de la prévision de la demande du Distributeur relative au secteur Industriel Grandes entreprises.
2. Si la Régie décide qu'une partie des coûts reliés à la suspension de TCE et à la revente d'énergie en surplus doit être assumée par le Distributeur, il faut alors retrancher du revenu requis du Distributeur le montant que déterminera la Régie à cet effet.
3. L'établissement des tarifs du Distributeur pour l'année tarifaire 2010-2011 dépend du revenu requis du Distributeur pour 2010. Ce dernier, à son tour, dépend grandement de la méthode de l'amortissement des actifs utilisée pour fins réglementaires. Les évaluations du Distributeur indiquent que, si la méthode de l'amortissement à intérêts composés était

²⁴ R-3708-2009, HQD-13, Document 1, pages 93 et 94.

maintenue, le revenu requis du Distributeur en 2010 serait réduit d'environ **247 M\$** par rapport à celui établi selon la méthode de l'amortissement linéaire retenu par le Distributeur dans le présent dossier. Dans le cas où la méthode de l'amortissement à intérêts composés est maintenue, on devrait ajuster les tarifs à la baisse d'environ 2,4%. Dans le cas où la méthode de l'amortissement linéaire est approuvée, la hausse tarifaire serait de 0,2% selon les estimations du Distributeur, en ne tenant pas compte des ajustements de revenu requis du Distributeur que la Régie pourrait décider suite à son examen du présent dossier.

4. Dans le présent dossier, le Distributeur a inclus dans son revenu requis pour 2010 environ 20 M\$ de frais de préparation à la conversion à la méthode horaire. Il serait opportun que la Régie se prononce sur l'admissibilité de ces frais dans le revenu requis du Distributeur en 2010.

SECTION 6

AJUSTEMENTS DES TARIFS ET STRATÉGIE RELATIVE À LA BI-ÉNERGIE RÉSIDENIELLE

6.1 Ajustement des composantes du tarif D

Dans le cas d'une hausse tarifaire de 0,2% en 2010, le Distributeur propose d'affecter les ajustements sur la deuxième tranche du tarif D²⁵. Ainsi, le prix de la deuxième tranche passerait au 1er avril 2010 de 7,46 ¢/kWh à 7,49 ¢/kWh, soit une augmentation de 0,4%²⁶. Les prix de la redevance d'abonnement et de la première tranche seraient gelés.

À mon avis, cet ajustement serait raisonnable, considérant le faible niveau de hausse des tarifs.

Advenant le cas où le revenu requis du Distributeur en 2010 résulterait en une baisse des tarifs d'environ 2,4%, le Distributeur propose plutôt d'ajuster la redevance d'abonnement, comme on peut le voir à la lecture de l'extrait ci-bas :

« 20 Référence : i) HQD-12, doc. 2, pp. 18-19

Demande :

20.1 Dans la mesure où la hausse demandée pour le revenu requis ne serait pas accordée, qu'il en serait de même pour la demande relative à la modification de la méthode d'amortissement du dossier R-3703-2009, et que cela traduirait une baisse des tarifs, quels seraient les ajustements proposés par le Distributeur pour les tarifs domestiques ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Advenant une baisse de tarifs, le Distributeur proposerait d'appliquer cette baisse sur les composantes les moins élastiques, soit sur la redevance au niveau des tarifs domestiques et de petite puissance et sur la puissance au niveau des tarifs de moyenne et grande puissances. Cette stratégie aurait comme avantage de n'avoir aucun impact sur le signal de prix

²⁵ HQD-12, Document 2, page 19, lignes 3 à 7.

²⁶ HQD-12, Document 2, page 20, tableau 11.

actuellement donné aux consommateurs par le biais des différents prix d'énergie. »²⁷(mes soulignés)

À mon avis, dans le cas d'une baisse des tarifs en 2010 de l'ordre de 2,4%, l'ajustement à la baisse du prix de la redevance d'abonnement du tarif D serait approprié, puisque la réduction de la redevance favoriserait généralement parlant les consommateurs à faible revenu, et que le **gel** des prix de la première tranche et de la deuxième tranche du tarif D en 2010 serait acceptable pour la plupart des consommateurs résidentiels. Il est à noter que cet ajustement ne serait approprié que dans le contexte d'une baisse des tarifs en 2010 et ne présume en rien de la façon d'ajuster des composantes du tarif D pour les années postérieures à 2010.

Conclusion

Dans le cas d'une hausse de 0,2% pour 2010, il serait raisonnable d'affecter à la deuxième tranche du tarif D la totalité de cette hausse. Dans le cas d'une baisse de l'ordre de 2,4%, il serait approprié d'affecter toute cette baisse à la redevance d'abonnement.

6.2 Ajustement des prix du tarif bi-énergie résidentielle (tarif DT)

Le tarif DT est un tarif domestique qui s'applique aux clients résidentiels utilisant un système bi-énergie (électricité-mazout). Sa structure comporte une redevance d'abonnement²⁸, et deux prix pour l'énergie (hors pointe et en pointe) selon la température extérieure.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'appliquer toute la hausse tarifaire sur le prix en pointe²⁹. La proposition du Distributeur a pour effet d'augmenter de 0,6% le prix de l'énergie en pointe (de 18,14 ¢/kWh à 18,25 ¢/kWh³⁰ selon le scénario de hausse tarifaire de 0,2%) et de geler le prix de la redevance et celui de l'énergie hors pointe.

²⁷ HQD-13, Document 8, page 21.

²⁸ La redevance d'abonnement du tarif DT est actuellement identique à celle du tarif D (40,64 ¢/jour) (R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 20, tableaux 11 et 12.).

²⁹ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 18, ligne 3 à 5.

³⁰ HQD-12, Document 2, page 3 (Grille des tarifs d'électricité, Proposition de hausse moyenne de 2,2% au premier avril 2009- Version du 1^{er} août 2008).

Compte tenu du faible niveau d'ajustement, la proposition du Distributeur serait raisonnable.

6.3 Stratégie relative à la bi-énergie résidentielle

La stratégie tarifaire relative à la bi-énergie résidentielle fait partie des enjeux à débattre dans le présent dossier, puisque son suivi a été demandé par la Régie suite à son examen du dossier tarifaire du Distributeur de l'an dernier (dossier R-3677-2008, D-2009-016).

Dans sa décision D-2009-016, la Régie demande au Distributeur de réfléchir sur les outils de gestion de la consommation ainsi que sur les éléments de sa stratégie tarifaire et commerciale visant le développement de ces outils³¹. La Régie a précisé que cette stratégie devra viser le maintien, voire la croissance, du marché de la bi-énergie résidentielle³².

Mon examen de la stratégie proposée par le Distributeur dans le présent dossier me laisse croire qu'elle ne serait pas appropriée, compte tenu des avantages de la bi-énergie pour les consommateurs et le Distributeur, notamment le fait que le Distributeur a des surplus d'énergie pour plusieurs années à venir.

Dans ce dossier, le Distributeur a reconnu que « *le maintien du parc bi-énergie est économiquement justifié tant du point de vue de la société que du point de vue du Distributeur*³³ ».

Du point de vue du client, la bi-énergie offre aussi plusieurs avantages tels que reconnus par le Distributeur en réponse à une question de l'ACEF de Québec :

« b) Selon vous quels sont les facteurs pris en compte par les consommateurs pour décider de rester à la bi-énergie et au besoin de réinvestir le temps venu dans un système bi-énergie plutôt que de passer au tout électrique ?

Réponse :

C'est la flexibilité qu'offre la bi-énergie, entre autres, par la présence de deux sources d'énergie et les économies annuelles que procure le tarif DT

³¹ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 15, lignes 1 à 4.

³² R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 15, lignes 4 à 6.

³³ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 15, lignes 9 à 11.

qui incitent les clients à rester à la bi-énergie. Un autre facteur est que certains clients préfèrent réinvestir graduellement dans leur système bi-énergie plutôt que de défrayer les coûts d'une conversion complète TAE. »³⁴

Pourquoi les conversions en biénergie résidentielle sont-elles moins nombreuses que celles du tout électrique? (voir tableau 6.3.1)

Tableau 6.3.1

	2006	2007	2008
Conversions "Tout à l'électricité" (TAE)	12 500 - 15 000	12 500 - 15 000	20 000 - 25 000
Demandes d'adhésion au tarif DT reçues	3 335	2 335	8 100
Demandes d'adhésion au tarif DT complétées	3 378	2 375	7 027

Source: R-3708-2009, HQD-13, Document 1,
page 163, tableau R-1.1

Le Distributeur identifie plusieurs obstacles à la croissance de la bi-énergie résidentielle :

« Dans ce contexte, la croissance du parc bi-énergie résidentielle devrait se limiter, à court terme, aux clients au mazout en mesure de se convertir à moindres frais et une croissance soutenue serait peu probable à long terme sans intervention commerciale.

Bien que toute nouvelle conversion à la bi-énergie plutôt qu'à l'électricité soit préférable, le Distributeur ne dispose pas, compte tenu des besoins en puissance et des coûts évités qui en découlent, d'une marge de manoeuvre suffisante pour financer l'acquisition ou le renouvellement des équipements bi-énergie. Par ailleurs, la fragilité de l'industrie du mazout comme mentionné constituerait un risque non négligeable dans l'élaboration d'une intervention commerciale pour la conversion à la bi-énergie résidentielle. »³⁵

³⁴ R-3708-2009, HQD-13, Document 3, pages 25 à 26.

³⁵ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, pages 16-17.

Selon les estimations³⁶ du Distributeur, le coût de conversion au système bi-énergie résidentielle par l'ajout d'un serpentín électrique en adjonction du système mazout existant est de **2 966 \$** (\$2009), et de **8 936 \$** (\$2009) pour le remplacement complet du système mazout par fournaise bi-énergie intégrée.

Dans sa question no 21.1 au Distributeur, UC a demandé au Distributeur d'expliquer pourquoi il semble ne pas vouloir réaliser des interventions commerciales favorisant la conversion en bi-énergie résidentielle alors qu'il est en surplus énergétique pour plusieurs années et que la bi-énergie ne nécessite pas de fourniture de puissance aux heures de pointe.

Le Distributeur réfère UC à sa réponse à la question 85.1 de la Régie. Cette question ainsi que la réponse du Distributeur se lisent comme suit :

« Demande :

85.1 Veuillez expliquer à la Régie comment le Distributeur évalue sa marge de manoeuvre pour financer l'acquisition ou le renouvellement des équipements bi-énergie. Veuillez notamment, dans votre réponse, évaluer la valeur actualisée nette pour le Distributeur d'une nouvelle installation de bi-énergie qui serait installée dans le cadre d'un programme commercial visant à éviter la conversion de la clientèle au mazout ou à la bi-énergie vers le TAE, et fournir des détails sur toutes les hypothèses de calcul autant au plan financier que technique (durée de vie, effacement à la pointe, etc.)

Réponse :

La marge de manoeuvre du Distributeur correspond au montant des coûts évités nets des revenus dont dispose le Distributeur pour compenser la perte du client à se convertir à la bi-énergie. Ce calcul est déduit de l'analyse économique du point de vue des clients et du point de vue du Distributeur.

Du point de vue du client, l'analyse consiste à mesurer le coût global actualisé (sur une période de 10 ans) des deux options suivantes : l'acquisition d'un système central bi-énergie à air chaud et un système central à air chaud TAE. Les éléments pris en compte pour le calcul du coût global sont : l'achat, l'entretien et la facture énergétique.

Du point de vue du Distributeur, l'analyse consiste à mesurer, sur la même période, les coûts de la fourniture-transport, transport – charge locale, distribution, les gaz à effet de serre et les revenus et ce, pour les deux options possibles pour le client.

³⁶ R-3708-2009, HQD-13, Document 12, page 25, tableau R-21.3.

Les tableaux ci-dessous présentent l'ensemble des hypothèses requises pour les calculs ainsi que les résultats.

[tableaux omis]

Du point de vue des clients, la conversion TAE présente un avantage économique de 3 448 \$ par rapport à la conversion bi-énergie. Par conséquent, afin que le client soit indifférent entre l'option bi-énergie et l'option TAE, il faut au moins qu'un programme commercial le compense de ce montant. Or, du point de vue du Distributeur, la marge de manoeuvre est de 1 994 \$. Il appert donc que le Distributeur ne dispose pas d'une marge de manoeuvre suffisante pour financer l'acquisition ou le renouvellement des équipements bi-énergie. » (mes soulignés)

Selon l'évaluation du Distributeur, les clients qui se convertissent au tarif bi-énergie résidentielle [avec fourniture bi-énergie intégrée (air chaud)] ont en moyenne une économie de facture énergétique³⁷ de 4 361 \$ par rapport à celle du chauffage au mazout³⁸. L'économie serait plus élevée, soit 7 809 \$³⁹ pour les clients qui utilisent un système électrique central (air chaud). Dans les deux cas, la conversion du mazout à l'électricité (Bi-énergie ou TAE) profite au client, mais l'économie est plus grande avec le TAE. La différence entre les économies de facture énergétique est de 3 448 \$ (=7 809 \$ - 4 361\$), c'est ce que le Distributeur appelle par « avantage économique de 3 448 \$ par rapport à la conversion bi-énergie ».

Selon cette même évaluation du Distributeur, il lui coûterait 3 101\$⁴⁰ par client qui se convertit en bi-énergie DT, puisque son coût total (approvisionnements en énergie et en puissance, transport, distribution et coût en émission de gaz à effet de serre) dépasse le revenu provenant du client. Par contre, un client qui se convertit en TAE lui coûterait plus cher, soit 5 094 \$ selon l'évaluation du Distributeur. L'écart entre ces deux coûts est donc de 1 994 \$ (=5 094\$-3 101\$). Le Distributeur appelle cet écart par « marge de manoeuvre du Distributeur ».

Ainsi, il est clair que si le Distributeur donne une aide financière jusqu'à concurrence de 1 994 \$ à un client qui se convertit au DT, il n'aura pas plus de perte que de le laisser choisir le TAE.

³⁷ Tient compte du coût d'acquisition et de maintenance d'un système bi-énergie

³⁸ R-3708-2009, HQD-13, Document 1, page 172, tableau R-85.1-D.

³⁹ Tient compte tenu du coût d'acquisition et d'entretien d'un système TAE.

⁴⁰ R-3708-2009, HQD-13, Document 1, page 173, tableau R-85.1-E.

Depuis la décision rendue dans le dossier 3677 de la Régie, le Distributeur n'a pas agi pour favoriser la bi-énergie résidentielle sous prétexte que « *le Distributeur ne dispose pas d'une marge de manoeuvre suffisante pour financer l'acquisition ou le renouvellement des équipements bi-énergie* ». À mon avis, l'aide financière du Distributeur aux consommateurs ne doit pas nécessairement couvrir la totalité du coût d'acquisition des équipements bi-énergie qui varient entre 3000\$ et 9000\$.

Combien de consommateurs vont opter pour la bi-énergie en recevant une aide financière jusqu'à concurrence de 1 994 \$, sans obtenir nécessairement l'aide pour couvrir tous les frais d'acquisition?

Quelles seraient les conséquences pour le Distributeur et pour l'ensemble des consommateurs de laisser un consommateur choisir le TAE au lieu de la bi-énergie?

La réponse à cette question se trouve dans les « inconvénients » du Distributeur pour satisfaire la demande en puissance aux heures de pointe.

Présentement, le Distributeur paye relativement cher le Transporteur, parce que sa facture de transport est calculée sur la base de sa puissance à la pointe et que le tarif de transport du Transporteur est parmi les plus élevés en Amérique du Nord sinon le plus élevé. À certaines heures de pointe, le Distributeur devrait demander à certains clients industriels d'interrompre leurs productions pour un certain nombre d'heures en vertu du programme d'électricité interruptible. Il devrait aussi importer de l'énergie de pointe. Le tout se traduit par une « facture totale » de 1 994 \$ par nouveau client pour une période de dix ans (durée de vie utile d'une fournaise utilisée dans l'évaluation du Distributeur) qui se convertit au TAE. Et d'année après année, le Distributeur demande aux autres consommateurs de payer ces coûts reliés à la puissance de pointe à travers leurs tarifs, en les intégrant dans son revenu requis.

D'autre part, le Distributeur paye des montants appréciables à TCE pour réduire ses surplus d'énergie. En 2010, le Distributeur prévoit obtenir seulement 3,12 ¢/kWh pour revendre ses surplus sur le marché⁴¹. À titre de comparaison, le prix de l'énergie hors-pointe du tarif DT est de 4,33 ¢/kWh en 2009⁴², bien supérieur au prix de 3,12 ¢/kWh pour les surplus. Bien sûr que les caractéristiques du marché des surplus et du tarif DT sont différentes, mais si le Distributeur avait

⁴¹ R-3708-2009, HQD-5, Document 1, page 10, tableau 6.

⁴² R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 20, tableau 12.

développé la bi-énergie résidentielle bien avant 2010, ces pertes reliées à ses surplus seraient moins élevées maintenant.

Le Distributeur argumente aussi qu'il y a des « risques » non-négligeables à l'égard de la disponibilité du mazout. Mais pourquoi ne pas fournir aux consommateurs toutes les informations et aides nécessaires et les laisser pondérer eux-mêmes les « risques » reliés à la disponibilité du mazout?

Suite à son examen du dossier tarifaire de l'an dernier, la Régie a donné au Distributeur un an pour « réfléchir » sur le développement de la bi-énergie résidentielle. À mon avis, cette année, la Régie devrait signaler au Distributeur qu'elle désire voir des actions concrètes pour le développement de la bi-énergie résidentielle.

Ainsi, il est recommandé que la Régie demande au Distributeur de concevoir un plan d'action pour encourager sur le plan financier et technique les consommateurs qui désirent se convertir à la bi-énergie résidentielle, plutôt que le Tout-à-l'électricité, et de le lui soumettre dans un délai jugé raisonnable par la Régie.

Conclusion et recommandation

1. Dans le cas d'une hausse de l'ordre de 0,2% pour 2010, l'affectation de la totalité de la hausse sur le prix de l'énergie en pointe du tarif bi-énergie résidentielle (tarif DT) serait raisonnable.
2. Il est recommandé que la Régie demande au Distributeur de concevoir un plan d'action pour encourager sur le plan financier et technique les consommateurs qui désirent se convertir en bi-énergie résidentielle, plutôt que le Tout-à-l'électricité, et de le lui soumettre dans un délai jugé raisonnable par la Régie.

SECTION 7

COMMENTAIRES SUR LES PROPOSITIONS TARIFAIRES SPÉCIFIQUES DU DISTRIBUTEUR

7.1 Introduction

Dans le cadre de ce dossier, UC m'a confié le mandat d'expertiser et commenter trois propositions tarifaires du Distributeur décrites à la pièce HQD-12, Document 2. Ces sujets sont identifiés par le Distributeur comme faisant partie de ses propositions spécifiques au présent dossier (HQD-1, Document 2, page 7). Ils font donc partie des enjeux à débattre dans ce dossier, conformément à la décision D-2009-106 de la Régie⁴³.

Les trois propositions spécifiques du Distributeur sont :

1. Modifications au tarif de l'électricité additionnelle
2. Tarif pour la consommation d'électricité des arénas situés au nord du 53^e parallèle
3. Application du décret 754-2009 visant les clients industriels dont la puissance appelée excède 50 MW.

7.2 Modifications au tarif de l'électricité additionnelle (clientèle au tarif L)

En 2006, la Régie a approuvé⁴⁴, sur proposition du Distributeur⁴⁵, l'option d'électricité additionnelle pour répondre au besoin de flexibilité de la clientèle grande entreprise (au tarif L).

⁴³ “[11] Les principaux enjeux du présent dossier ainsi que les propositions spécifiques du Distributeur, dont plusieurs découlent directement de ces enjeux, sont présentés dans la pièce B-1-HQD-1, document 2. » D-2009-106, page 6.

⁴⁴ D-2006-34.

⁴⁵ Dossier R-3579-2005 (R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 62, lignes 1 à 4).

L'option d'électricité additionnelle permet au client du tarif L qui le souhaite de consommer, en dehors des heures de pointe du Distributeur, une petite quantité d'électricité⁴⁶ qu'il n'aurait pas consommée autrement. Ce « service » est fourni à un prix représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur. Sept jours ouvrables avant le début de chaque mois, le Distributeur transmet aux clients le prix de cette électricité additionnelle et ce prix est fixe pour le mois visé (Tarifs et conditions du Distributeur – 2009, article 6.33)⁴⁷.

Selon le Distributeur, la formule de calcul présentement utilisée pour la détermination du prix de l'électricité additionnelle reflète une situation où le Distributeur est en équilibre énergétique et où il doit faire des achats de court terme pour combler la demande des clients au tarif L qui choisissent l'option d'électricité additionnelle⁴⁸. Or, le Distributeur se trouve présentement en situation de surplus. Ainsi, il propose de modifier l'option d'électricité additionnelle afin qu'elle reflète mieux son équilibre offre/demande de court terme. Le Distributeur demande donc l'autorisation de la Régie pour ajouter une formule de calcul des prix de l'électricité additionnelle différente lorsqu'il est en mode vente, c'est-à-dire lorsque les ventes (au-delà des ventes à la charge locale) sont plus importantes que les achats durant le mois visé.

En effet, le Distributeur propose que le prix applicable à l'électricité additionnelle soit établi à l'aide de deux formules distinctes, selon que le Distributeur est en mode achat ou en mode vente. Il décrit comme suit sa proposition :

« Le choix du signal (vente ou achat) se fera sur la base de la planification mensuelle des besoins du Distributeur. Ainsi, lorsque le Distributeur prévoit réaliser davantage d'achats que de ventes d'électricité durant le mois visé, un prix d'achat est utilisé. À l'inverse, lorsque des ventes nettes sont prévues, un prix de vente est utilisé. Puisque les modalités actuelles permettent déjà d'interdire en tout temps la consommation d'électricité additionnelle en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du

⁴⁶ « La consommation additionnelle enregistrée depuis l'introduction de l'option a été de 11 GWh, 70 GWh et 47 GWh respectivement pour les années 2006, 2007 et 2008 » (HQD-12, Document 2, page 62, lignes 11 à 12) – Rapports annuels 2006, 2007 et 2008 du Distributeur déposés à la Régie.

⁴⁷ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 62, lignes 9 à 11.

⁴⁸ R-3708-2008, HQD-12, Document 2, page 62, lignes 13 à 16.

réseau, elles garantissent que le prix de l'électricité additionnelle envoyé en début de mois représente bien le coût auquel est confronté le Distributeur. La formule proposée n'aura donc aucune conséquence sur le reste de la clientèle.⁴⁹ »

Deux principes importants sont maintenus par la proposition du Distributeur.

Premièrement, le Distributeur se réserve le droit d'interdire, moyennant un préavis de 2 heures, la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité de son réseau, selon l'article 6.36 du texte « Tarifs et conditions du Distributeur – 2009 » :

« Article 6.36

Restrictions

En fonction des besoins de gestion et de la disponibilité de son réseau, le Distributeur se réserve le droit d'interdire, moyennant un préavis de 2 heures, la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle ».

La satisfaction des besoins des autres consommateurs n'est donc pas affectée par la fourniture d'une petite quantité d'électricité additionnelle aux clients qui choisissent cette option.

Deuxièmement, le prix de l'électricité additionnelle reflète le coût d'opportunité du Distributeur (HQD-12, Document 2, page 62, lignes 23 à 24). Dans l'extrait ci-haut cité, le Distributeur a également affirmé que « *La formule proposée n'aura donc aucune conséquence sur le reste de la clientèle.* ».

Le prix de l'électricité additionnelle en mode achat ou en mode vente est calculé sur la base du prix d'achat ou de vente de l'énergie à New York.

La formule utilisée pour calculer le prix d'électricité additionnelle lorsque le Distributeur est en mode achat est inchangée (formule déjà approuvée par la Régie).

⁴⁹ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 63, lignes 1 à 9.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose l'ajout au texte des Tarifs d'une formule d'établissement du prix lorsqu'il est en mode vente (la formule se trouve aux pages 64 et 65 de la pièce HQD-12, Document 2).

De plus, il a pris soin d'établir un prix plancher [ou prix minimum] évalué à 4,30 ¢/kWh afin de s'assurer que les ventes d'électricité additionnelle ne se substituent pas aux ventes au tarif L. Ainsi, le prix de l'électricité additionnelle ne pourra être inférieur au prix moyen le plus bas qu'un client industriel aurait à assumer au tarif L. Si le prix sur le marché est supérieur au prix plancher, le client doit payer alors ce prix moyennant des ajustements calculés selon la formule proposée par le Distributeur.

Conclusion

1. L'introduction d'une nouvelle formule d'établissement du prix de l'électricité additionnelle (mode vente) n'a pas de conséquence sur la satisfaction des besoins des autres consommateurs.
2. L'introduction d'un prix plancher d'environ 4,3 ¢/kWh pour l'énergie additionnelle (tarif L) est justifiée.

7.3 Tarif pour la consommation d'électricité des arénas situés au nord du 53^e parallèle

Présentement, certains usages (chauffage des locaux, chauffage de l'eau, ou toute autre application thermique à l'exception des appareils électroménagers et certains autres appareils similaires) sont spécifiquement interdits aux tarifs réguliers (G, G-9, M ou MA) au nord du 53^e parallèle, selon l'article 7.4 du texte des Tarifs. Si le client contrevient à cette interdiction, toute l'énergie consommée est facturée à 69,22 ¢/kWh (tarif dissuasif)⁵⁰.

En avril 2008, l'Administration Régionale Kativik (ARK) a indiqué au Distributeur qu'elle projette d'installer le procédé de réfrigération ÉCO GLACE dans la presque totalité des arénas du Nunavik⁵¹.

⁵⁰ Texte des Tarifs, article 7.4 et R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 67, lignes 12 à 15.

⁵¹ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 67, lignes 16-19.

Dans ce dossier, le Distributeur soutient que « *le projet de l'ARK est soutenu par le gouvernement pour son caractère social* »⁵². Il estime le coût de la nouvelle charge électrique à environ **1,5 M\$ annuellement**⁵³ pour la période 2009-2024.

Le Distributeur soutient qu'en vertu de l'article 5.5 des Conditions de service, dans le cas des arénas, l'abonnement ne sera conclu que lorsque la puissance disponible nécessaire sera installée et que la centrale pourra effectivement alimenter la charge⁵⁴. De plus, l'article 7.4 spécifie que « *pour fins de gestion de la pointe, ces charges doivent être interrompues sur demande du Distributeur* ». Il apparaît que l'utilisation éventuelle de l'électricité pour la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas est bien encadrée sur le plan technique.

En réponse à la question 26.1 de UC, le Distributeur indique que les coûts de production des réseaux autonomes pour 2010 sont répartis à raison de 56% pour le domestique, 29% pour la petite puissance et de 15% pour la moyenne puissance⁵⁵. Aucun coût de production des réseaux autonomes n'est attribué à la catégorie Grande puissance (Grandes entreprises). On peut donc s'attendre à ce que le coût annuel de 1,5 M\$ cité plus haut, résultant des considérations sociales du gouvernement, serait réparti aux différentes catégories de consommateurs dans les proportions indiquées par le Distributeur précédemment.

En réponse à la question 26.2 de UC, le Distributeur précise que le caractère social d'un coût n'est pas considéré en matière de répartition des coûts :

«Le Distributeur ne fait aucune distinction quant à la nature de la capacité des charges à desservir à savoir si elles sont à caractère social ou pas, que ce soit dans les réseaux autonomes ou dans le réseau intégré, pour établir la répartition des coûts.»⁵⁶ »

⁵² R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 68, ligne 14 à 15.

⁵³ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 71, tableau 40.

⁵⁴ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 72, lignes 4 à 10.

⁵⁵ R-3708-2009, HQD-13, Document 12, page 30.

⁵⁶ R-3708-2009, HQD-13, Document 12, page 31.

Conclusion

Dans l'éventualité où la Régie approuve la modification demandée par le Distributeur, les catégories de consommateurs Domestique, Petite puissance et Moyenne puissance se verront attribuées plus de coûts pour refléter la charge annuelle additionnelle d'environ 1,5 M\$ relié à la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas. Cette approche est correcte en matière de répartition des coûts qui vise à fournir l'information relative au coût, avant l'étape d'établissement des tarifs.

Cependant, il serait souhaitable que la Régie tienne compte du **caractère social** de ce coût additionnel lors de l'établissement des tarifs afin que toutes les catégories de consommateurs (incluant la catégorie Industriel Grandes entreprises) supportent équitablement la couverture de ce coût.

À ma connaissance, il n'existe pas de formule pour calculer les portions des tarifs des catégories de consommateurs représentant la couverture équitable des coûts de caractère social.

Ces coûts « sociaux » sont significatifs dans le coût de la catégorie « Domestique » présentement (coûts relativement élevés des équipements thermiques des réseaux autonomes). C'est une des raisons pourquoi l'indice d'interfinancement de la catégorie Domestique indique que la catégorie Domestique est « inter-financée » par la catégorie Industrielle, à titre d'exemple.

Considérant la proportion relativement élevée des coûts « sociaux » dans celui de la catégorie de consommateurs Domestique, les indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs et les résultats de calculs des hausses tarifaires différenciées par catégories de consommateurs calculés par le Distributeur devraient être interprétés avec prudence et nuance.

7.4 Application du décret 754-2009 visant les clients industriels dont la puissance appelée excède 50 MW (Diminution exceptionnelle de la puissance souscrite au tarif L).

Le Distributeur décrit le contexte du décret et son application de la façon suivante :

« En raison de difficultés financières associées au contexte économique, certains clients de grande puissance connaissant des baisses de production ont obtenu du gouvernement l'autorisation de réduire exceptionnellement leur puissance souscrite pour faire face à ces difficultés. Ainsi, le gouvernement du Québec, en vertu du deuxième alinéa de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec, a permis par décret le 18 juin 2009 aux clients industriels du Distributeur dont la puissance appelée excède 50 MW de demander une diminution exceptionnelle de la puissance souscrite au cours de la période du 1er avril 2009 au 31 mars 2010.⁵⁷ »

L'application du décret occasionne une baisse de revenu du Distributeur de l'ordre de 17 M\$ pour la période du 1^{er} avril au 30 septembre 2009. Le Distributeur prévoit une baisse de revenus additionnelle de l'ordre de 3 M\$ pour la période du 1^{er} octobre 2009 au 31 mars 2010⁵⁸. La baisse totale de revenu est donc de **20 M\$** du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010.

En réponse à la question 25.1 de UC et à la question 90.4 de la Régie, le Distributeur indique ce qui suit :

« Aucune baisse de revenus découlant de cette mesure n'a été considérée dans la prévision des revenus pour 2009 et 2010 et, par conséquent, pour l'établissement des ajustements tarifaires pour 2009 et 2010. Les baisses de revenus qui pourraient découler de cette mesure exceptionnelle se traduiront donc directement par une baisse du rendement du Distributeur en 2009 et en 2010.⁵⁹ »

Conclusion

La diminution exceptionnelle de la puissance souscrite au tarif L du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010 a été autorisée par décret pour soulager les difficultés financières associées au contexte économique de certains clients industriels. La perte de revenu pour le Distributeur estimée à environ 20 M\$ se traduit par la diminution du rendement du Distributeur. Cette perte ne sera donc pas supportée par l'ensemble des consommateurs.

⁵⁷ R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 66, lignes 3 à 10.

⁵⁸ R-3708-2009, HQD-13, Document 1, page 182 (Réponse du Distributeur à la question 90.3 de la Régie).

⁵⁹ R-3708-2009, HQD-13, Document 1, page 182.

ANNEXE 1

Les « pertes économiques » sont décrites par le Distributeur de la façon suivante lorsqu'il demande l'autorisation de la Régie pour la suspension temporaire de TCE (dossier R-3649-2007):

« 2.1.1 Coûts associés à TCE

Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assumera en procédant à l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. En effet, en considérant que le contrat de TCE est du type « take or pay », l'entente vise à compenser TCE pour tout manque à gagner entraîné par l'arrêt de la centrale ou encore de tout surcoût relié à l'arrêt, comme l'alimentation du client vapeur, approvisionné normalement par la centrale. Ces coûts sont présentement estimés à 40,8 M\$ et représentent le coût de remplacement de la production de vapeur, la perte de revenus de TCE et les coûts additionnels engendrés par la remise en exploitation de la centrale. »⁶⁰ (nos soulignés)

Quant aux coûts associés au transport et à la distribution de gaz, ils sont décrits comme suit par le Distributeur dans le dossier R-3649-2007 :

« 2.1.2 Coûts associés au transport et à la distribution de gaz

Pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes de transport et de distribution de gaz. Les coûts nets relatifs à ces engagements seront assumés par le Distributeur et sont estimés à 10,9 M\$. Ces coûts intègrent donc la valeur de revente des capacités de transport. »⁶¹

Outre ces coûts, le Distributeur doit aussi verser à TCE une prime fixe de puissance:

« L'entente conclue entre le Distributeur et TCE constitue une entente accessoire axée sur des dispositions temporaires afin de faire face à une

⁶⁰ Dossier R-3649-2007 (2 novembre 2007)- HQD-2, Document 1, page 8.

⁶¹ Dossier R-3649-2007 (2 novembre 2007)- HQD-2, Document 1, page 8.

situation exceptionnelle. Elle ne modifie pas le contrat d'approvisionnement («le contrat») conclu entre les deux parties le 10 juin 2003. La composante fixe de la formule de prix (prime de puissance) continuera d'être versée mensuellement, les mécanismes d'indexation prévus au contrat continueront de s'appliquer et la durée du contrat demeure inchangée.»⁶²(nos soulignés)

La valeur de la prime fixe (prime de puissance) n'est pas connue par les intervenants (donnée confidentielle).

⁶² Dossier R-3649-2007 (2 novembre 2007)- HQD-2, Document 1, page 7.

ANNEXE 2

Pour 2007, le Distributeur expliquait les baisses importantes de volume de consommation du secteur industriel par la fermeture de Norsk Hydro en mars 2007 et les ventes d'électricité plus faibles au secteur des pâtes et papiers⁶³.

En novembre 2007, le Distributeur prévoyait une baisse additionnelle de 1,6 TWh en 2008 par rapport à la prévision des besoins présentée dans le dossier tarifaire 2008-2009 lors de sa demande de suspension de la production de TCE (dossier R-3649-2007, HQD-2, Document 1, page 5). Il explique cette baisse importante par la faiblesse du secteur des pâtes et papiers :

« La faiblesse persistante du secteur des pâtes et papiers explique essentiellement cette autre révision à la baisse. Les surplus énergétiques sont maintenant estimés à 5,6 TWh pour l'année 2008. Il s'agit d'une hausse considérable par rapport à la situation qu'entrevoit le Distributeur à l'automne 2006. »⁶⁴(nos soulignés)

Pour 2009, le Distributeur prévoit une autre baisse importante attribuable essentiellement au secteur industriel :

« Le Distributeur prévoit une diminution de la demande en 2009 par rapport à son dossier tarifaire 2008 de 1,6 TWh, essentiellement attribuable au secteur industriel ... »⁶⁵

Essentiellement, la baisse de la demande du secteur industriel est en très grande partie la cause des surplus énergétiques du Distributeur au cours des dernières années. Il s'agirait d'un problème causé, d'une part, par la baisse de la demande du secteur industriel et, d'autre part, par l'impossibilité pour le Distributeur d'annuler les contrats d'approvisionnement conclus plusieurs années auparavant. Cette situation exceptionnelle est reconnue par le Distributeur dans le dossier R-3677-2008 comme suit :

⁶³ Dossier R-3644-2007, HQD-2, Document 1, page 8, lignes 7 à 11.

⁶⁴ Dossier R-3649-2007, HQD-2, Document 1, page 5, lignes 15 à 19.

⁶⁵ Dossier R-3677-2008, HQD-1, Document 1, page 5, lignes 16 à 19.

« Toutefois, pour la troisième année consécutive, le Distributeur est confronté à un surplus important d'approvisionnements, de l'ordre de 6,1 TWh, associé aux livraisons prévues à ses contrats à long terme, alors que la demande anticipée qui avait justifié leur signature ne s'est pas complètement matérialisée. »⁶⁶

⁶⁶ Dossier R-3677-2008, HQD-1, Document 1, page 5, lignes 19 à 23.