

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2009-016

R-3677-2008

6 mars 2009

PRÉSENTS :

Michel Hardy
Richard Lassonde
Louise Pelletier
Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page 5

Décision

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2009-2010*

SOMMAIRE

La décision D-2009-015 porte sur la demande d'Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), de modifier ses tarifs et certaines conditions auxquelles l'électricité sera distribuée à compter du 1^{er} avril 2009.

Aux fins règlementaires, le Distributeur est une entité indépendante et distincte d'Hydro-Québec. La *Loi sur la Régie de l'énergie* permet au Distributeur de modifier ses tarifs pour récupérer ses coûts d'exploitation et de capital, dont un rendement raisonnable déterminé par la Régie de l'énergie (la Régie) sur la base de tarification, soit les actifs nécessaires à la distribution de l'électricité au Québec. La récupération de ces coûts est désignée, en réglementation, comme le « revenu requis » du Distributeur.

Pour l'année tarifaire 2009-2010, le Distributeur demande à la Régie une augmentation moyenne des tarifs de 2,2 % par rapport au niveau des tarifs présentement en vigueur.

La Régie n'accorde pas toute l'augmentation demandée. Tout d'abord, elle tient compte de la diminution de 47 M \$ des coûts de transport découlant de la décision D-2009-015. De plus, elle ajuste les projections des coûts d'achat de combustible à la baisse de 25 M\$. En outre, elle tient compte de l'ajustement du taux de rendement de 22 M\$ qui reflète la baisse des taux obligataires intervenue entre le moment du dépôt de la demande du Distributeur et sa prise en délibéré par la Régie. Elle procède aussi à quelques autres ajustements.

La Régie permet donc la récupération tarifaire d'un revenu requis de 10 661 M\$ en haussant les tarifs de distribution de 1,2 % en moyenne. Elle estime que cette hausse représente une augmentation de 1,24 \$ par mois pour un client résidentiel moyen.

Le revenu requis autorisé comprend :

- Charges d'approvisionnement : 4 983 M\$;
- Charges de transport : 2 677 M\$;
- Charges de distribution : 3 001 M\$.

Taux de rendement

La Régie fixe à 7,42 % le taux de rendement sur la base de la tarification du Distributeur.

Stratégie tarifaire

La Régie autorise une hausse uniforme de tarifs cette année. Bien que les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'augmentent pas uniformément, elle écarte, pour 2009-2010, un scénario de hausse différenciée par catégorie de consommateurs. Toutes les catégories de clients sont affectées, directement ou indirectement, par la situation économique actuelle. Une hausse différenciée dans ce contexte serait inappropriée.

Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)

La Régie a examiné le PGEÉ du Distributeur en tenant compte du dépôt du Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies de l'Agence de l'efficacité énergétique.

La Régie approuve un budget de 262 M\$ pour la réalisation du PGEÉ 2009. L'objectif d'économie d'énergie pour 2009 est fixé à 924 GWh, soit une diminution de 13 % par rapport à l'objectif prévu précédemment. Cette diminution s'explique par le report à 2012 d'économie de 400 GWh pour un projet inclus au programme d'amélioration majeure d'usine – Grandes entreprises. Le Distributeur augmente toutefois son objectif d'économies d'énergie à 5,0 TWh d'ici à 2010 et prévoit alors avoir investi un montant total de près de 1,2 milliard de dollars dans le PGEÉ.

La Régie approuve aussi un budget de 18 M\$ pour la quote-part du Distributeur au Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies.

Investissements

La Régie autorise un montant de 664 M\$ au titre des investissements de moins de 10 M\$. Ces investissements s'ajoutent à des projets déjà autorisés. En tout, les investissements du Distributeur en 2009 se chiffrent à 782 M\$ et viseront principalement l'entretien et l'amélioration du réseau.

INTERVENANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association patronale des entreprises en construction du Québec (APECQ);
- Association provinciale des constructeurs d'habitations du Québec (APCHQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Conseil de la Nation Innu de Matimekush-Lac John (CNIMLJ);
- Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE.....	9
INTRODUCTION.....	11
1. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES	12
1.1 Compte de nivellement de la température.....	12
1.2 Mécanisme de récupération des charges d'exploitation associées aux pannes majeures	14
1.3 Traitement du budget relatif aux programmes et activités de l'AEÉ	16
1.4 Traitement des coûts des projets d'investissement non autorisés de 10 M\$ et plus	20
1.5 Code de conduite – Application des <i>Conditions de service d'électricité</i>	21
1.6 Allègement réglementaire	23
2. MESURES DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR.....	25
2.1 Balisage interne du Distributeur.....	25
2.2 Balisage externe	28
2.3 Efficience des fournisseurs internes du Distributeur	30
3. COÛT DE SERVICE, BASE DE TARIFICATION ET REVENU REQUIS	33
3.1 Conventions, méthodes et pratiques comptables	33
3.2 Prévision de la demande.....	39
3.3 Coûts d'approvisionnement.....	41
3.4 Coûts de transport	48
3.5 Coûts de distribution et de service à la clientèle.....	50
3.6 Revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité	68
3.7 Base de tarification.....	69
3.8 Revenu requis.....	71
4. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	73
4.1 Compte d'écart de transport	74
4.2 Revente	74
4.3 Agence de l'efficacité énergétique.....	77
5. STRUCTURES TARIFAIRES POUR 2009-2010.....	78
5.1 Hausses tarifaires 2009-2010	78
5.2 Redevance d'abonnement du tarif D	82
5.3 Analyse de la structure du tarif DT	85
5.4 Projet tarifaire Heure Juste	87
5.5 Tarif applicable au réseau autonome de Schefferville.....	88

5.6	Mise à jour des crédits d'alimentation en moyenne ou haute tension et du rajustement pour pertes de transformation.....	90
5.7	Frais de branchement en souterrain	91
5.8	Réforme des tarifs généraux.....	92
5.9	Segmentation des clients des tarifs généraux	94
5.10	Facturation des frais en matière de subtilisation d'énergie.....	96
5.11	Conditions de service.....	98
6.	STRATÉGIE TARIFAIRE.....	99
7.	PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	102
7.1	Ajustements des objectifs	102
7.2	Approbation du budget 2009.....	104
7.3	Comparaison des résultats aux objectifs.....	105
7.4	Modifications proposées aux programmes	107
7.5	Rentabilité des programmes	110
7.6	Coûts évités.....	111
8.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR POUR 2009	116
9.	SUIVIS	117
10.	CONFIDENTIALITÉ	117
	DISPOSITIF	118
	ANNEXE A	123
	ANNEXE B.....	127
	ANNEXE C	135

LEXIQUE

AEÉ (Agence de l'efficacité énergétique);
Distributeur (Hydro-Québec dans ses activités de distribution);
Producteur (Hydro-Québec dans ses activités de production);
Régie (Régie de l'énergie);
Transporteur (Hydro-Québec dans ses activités de transport).

CSP (Centre de services partagés);
CIC (*Customer Interaction Center*);
CNC (Conseil des normes comptables du Canada);
DAM (*Day Ahead Market*);
ETC (équivalent temps complet);
GE (Grandes entreprises);
GWh (Gigawattheure 10^9 ou 1 000 000 000 Wh);
IC (indice de continuité);
ICCA (Institut canadien des comptables agréés);
IDÉE (initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation);
FU (facteur d'utilisation);
k (millier);
kW (kilowatt);
kWh (kilowattheure 10^3 ou 1 000 Wh);
LTÉ (Laboratoire des technologies de l'énergie);
M (million);
MDDEP (ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs);
MFR (ménages à faible revenu);
MW (Mégawatt);
MWh (Mégawattheure 10^6 ou 1 000 000 Wh);
Normes internationales IFRS (*International Financial Reporting Standards*);
NYISO (*New York Independent System Operator*);
PADIGE (programme d'analyse et de démonstration industrielles – Grandes entreprises);
PAMUGE (programme d'amélioration majeure d'usine – Grandes entreprises);
PCGR (principes comptables généralement reconnus);
PDG (président-directeur général);
PEEÉNT (Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies);
PFM (puissance à facturer minimale);
PGEÉ (Plan global en efficacité énergétique);
PIBGE (programme d'initiatives des bâtiments – Grandes entreprises);
PIIGE (programme d'initiatives industrielles – Grandes entreprises);

PISTE (projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces);

PTÉ (potentiel technico-économique);

SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*);

SALC (Service à la clientèle);

SIC (système d'information clientèle);

TCE (TransCanada Energy Ltd);

TCTR (test du coût total en ressources);

TDT (tarification différenciée dans le temps);

TWh (Térawattheure 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh);

WTI (*West Texas Intermediate*).

INTRODUCTION

Le 1^{er} août 2008, le Distributeur dépose à la Régie une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2009-2010, débutant le 1^{er} avril 2009. Le 8 août 2008, la Régie invite toute personne intéressée par la question à intervenir¹.

La Régie accorde le statut d'intervenant à 15 intéressés. La partie orale de l'audience se déroule du 1^{er} au 11 décembre 2008 et les plaidoiries sont entendues du 12 au 16 décembre 2008.

Contexte particulier de la demande

Pour l'année tarifaire 2009, la hausse des tarifs demandée par le Distributeur pour récupérer son revenu additionnel requis est de 2,2 %. Cette hausse est essentiellement reliée à deux facteurs : une modification à la convention comptable relative aux retraits d'actifs qui a un impact à la hausse de 82,1 M\$ sur le revenu requis de 2009, ainsi que la récupération de la portion non susceptible d'effacement des écarts inscrits au compte de nivellement pour la température associée à l'ancienne normale climatique pour un montant de 62,0 M\$.

Le Distributeur précise que la hausse des tarifs proposée pour 2009 s'inscrit dans une vision multiannuelle de stabilité tarifaire. L'application prochaine des normes internationales IFRS pourrait générer des impacts financiers considérables au cours des prochaines années.

Ainsi, en fonction des informations disponibles à ce jour, le Distributeur évalue que les hausses tarifaires pour la période 2009 à 2011 seraient de l'ordre de 2,0 % pour chacune des années, assurant ainsi une stabilité tarifaire à ses clients.

Selon plusieurs intervenants la Régie doit tenir compte du contexte économique. Ils soulignent que la hausse tarifaire demandée est essentiellement reliée à des modifications comptables et que sans cela, il serait possible de limiter ou annuler la hausse tarifaire. Dans le contexte économique actuel, l'ACEF de Québec, l'AQCIE/CIFQ, la FCEI, OC et UC recommandent un niveau d'augmentation tarifaire variant d'un gel tarifaire à 1,1 %. L'UMQ considère la hausse tarifaire proposée par le Distributeur raisonnable dans les circonstances.

Le Distributeur insiste sur le caractère juste et raisonnable de l'augmentation tarifaire proposée. Sa demande s'inscrit dans une stratégie prudente afin d'éviter de reporter des coûts élevés dans le futur. Dans une optique de stabilité tarifaire, le Distributeur préconise

¹ Décision D-2008-103, dossier R-3677-2008, 8 août 2008.

des hausses tarifaires reflétant de manière générale le taux d'inflation. Ainsi, une hausse tarifaire de 2,2 % ne serait pas déraisonnable.

La mise à jour du taux de rendement sur la base de tarification déposée par le Distributeur le 20 janvier 2009 réduit le revenu requis de 22 M\$. Ainsi la hausse tarifaire demandée, sans autres modifications, passe à 2,0 %.

La présente décision tient compte de ce contexte.

1. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

1.1 COMPTE DE NIVELLEMENT DE LA TEMPÉRATURE

Le solde du compte de nivellement de la température relatif à 2006 est de 131,9 M\$ au 31 décembre 2007, incluant les intérêts applicables. Ce solde, débiteur, est intégré dans la base de tarification du Distributeur le 1^{er} janvier 2008. Les écarts créditeurs de 3,3 M\$ relatifs à 2007, incluant des intérêts applicables, sont intégrés dans la base de tarification au 1^{er} janvier 2009. Le solde cumulé est de 128,6 M\$ au 1^{er} janvier 2009.

Impact de la révision de la normale climatique

Les écarts portés au compte de nivellement ont été calculés à partir de la normale climatique établie et utilisée par le Distributeur avant 2008. Aussi, tel que décrit dans sa demande tarifaire du dossier R-3644-2007, le Distributeur a introduit, lors de la prévision de la demande 2007², une nouvelle normale climatique.

Un montant de 62,0 M\$ représente la portion du compte de nivellement qui excède les écarts résultant de l'utilisation de la nouvelle normale climatique et, à ce titre, ce montant n'est pas susceptible d'effacement. Pour cette raison, le Distributeur propose d'imputer cette charge au revenu requis de 2009, évitant ainsi des coûts de financement.

Le GRAME et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur.

Dans le contexte économique actuel, des intervenants s'opposent à l'intégration de cette charge au revenu requis de 2009. OC propose un amortissement sur deux ou trois ans, UC et

² Dossier tarifaire 2008.

l'ACEF de Québec un amortissement sur cinq ans et l'AQCIE/CIFQ un amortissement dégressif sur une période de 10 ans. La FCEI recommande un amortissement sur cinq ans et invoque que ce montant ne devrait pas être amorti différemment du solde résiduel et des nouveaux ajouts.

La Régie constate que la proposition du Distributeur vise à amortir le plus rapidement possible la somme de 62,0 M\$ basée exclusivement sur l'ancienne normale climatique et pour laquelle aucun effacement n'est possible. De plus, elle permet une économie de coûts de financement.

La Régie retient la proposition du Distributeur de verser la somme de 62,0 M\$ basée sur l'ancienne normale climatique à titre de charges dans le revenu requis de 2009.

Solde résiduel et nouveaux ajouts

En ce qui concerne le solde résiduel de 66,6 M\$ et les ajouts d'écarts futurs dans la base de tarification, le Distributeur demande de les amortir linéairement sur une durée de cinq ans en commençant dès 2009.

La proposition du Distributeur est basée sur les considérations suivantes : les incertitudes climatiques qui subsistent au-delà de la révision de la normale climatique en 2007 et l'incertitude liée à l'évolution de son revenu unitaire au fil des années, conditionné par l'évolution de l'ensemble de ses coûts et des stratégies tarifaires. Le Distributeur indique que ces considérations l'amènent à croire que la compensation des écarts au compte de nivellement de la température dans le temps pourrait ne pas être symétrique, ni en volume, ni en valeur monétaire. À terme, l'effacement du solde de ce compte de nivellement apparaît incertain.

L'ACEF de Québec, la FCEI, le GRAME, OC, UC et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur. L'ACEF de Québec recommande également de revoir périodiquement la période d'amortissement. L'AQCIE/CIFQ préfère la méthode d'amortissement dégressif sur une période de 10 ans.

En continuité avec la décision D-2007-116³, la Régie ne retient pas la proposition de l'AQCIE/CIFQ.

³ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, 15 octobre 2007, page 11.

La Régie note que Gaz Métro s'est vu autoriser depuis plusieurs années une méthode d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans pour un compte similaire. Dans sa décision D-2008-144⁴, la Régie autorisait Gazifère à amortir de façon linéaire sur une période de cinq ans son compte de nivellement de la température.

La Régie est d'avis qu'une méthode de récupération systématique et simple du compte de nivellement est préférable à une méthode qui dépend des aléas climatiques. La méthode d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans permet de récupérer le solde résiduel de 66,6 M\$ dans le revenu requis et de réduire le coût de financement.

La Régie accepte la proposition du Distributeur d'utiliser la méthode d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans pour le solde résiduel du compte de nivellement de la température, ainsi que pour les nouveaux ajouts.

1.2 MÉCANISME DE RÉCUPÉRATION DES CHARGES D'EXPLOITATION ASSOCIÉES AUX PANNES MAJEURES

Le Distributeur incluait, jusqu'à ce jour, dans ses revenus requis une somme distincte allouée à une provision pour aléas d'exploitation. Cette provision annuelle visait à pallier globalement, mais non spécifiquement, les incertitudes reliées à des activités ou des événements tels la prise en charge d'un nouveau réseau de distribution, les nouveaux programmes de ressources humaines (ex. plan de départ à la retraite), la faillite de clients de GE et les pannes majeures.

Le Distributeur veut substituer cette provision pour aléas d'exploitation par un mécanisme de récupération des charges d'exploitation associées aux pannes majeures comportant deux volets :

- création d'une provision de 8 M\$ pour pannes majeures établie à partir de la moyenne des charges historiques de 2001 à 2007, en excluant les deux valeurs extrêmes;
- création d'un compte de frais reportés afin de comptabiliser les coûts des pannes majeures excédant un seuil de 16 M\$.

La méthode d'établissement de la provision basée sur une moyenne, telle que décrite ci-dessus, indique que pour un niveau de provision de 8 M\$, les coûts varieraient statistiquement entre 0 M\$ et 16 M\$. Les modalités de disposition de ces frais reportés

⁴ Décision D-2008-144, dossier R-3665-2008, phase 2, 21 novembre 2008, page 19.

seraient déterminées en fonction de l'ampleur des coûts. Ce compte porterait intérêts au taux du coût moyen pondéré du capital.

Le Distributeur considère cette proposition optimale car elle permet un juste arbitrage entre divers principes. Elle favorise ainsi le principe de l'équité intergénérationnelle et le lissage des coûts, tout en limitant le risque de sur ou sous-récupération, et ce, en minimisant les coûts de financement.

Le GRAME appuie la proposition du Distributeur. L'UMQ est d'accord avec la création de la provision annuelle de 8 M\$, mais s'oppose à la création systématique d'un compte de frais reportés pour les coûts des pannes majeures excédant 16 M\$. L'UMQ recommande plutôt la création d'un compte de frais reportés au cas par cas.

L'AQCIE/CIFQ recommande qu'aucun coût projeté ne soit intégré dans le revenu requis de l'année témoin. Il propose que les coûts réels associés aux pannes majeures soient inscrits dans un compte de frais reportés pour lequel un amortissement sur une période d'au moins trois ans serait appliqué.

OC et UC recommandent d'adopter un mécanisme comprenant une provision annuelle de 8 M\$ et un compte de frais reportés pour comptabiliser les écarts annuels entre la provision et les coûts réels. Cette approche assurerait que le Distributeur récupère ni plus ni moins que les coûts encourus. Quant aux modalités de disposition, OC recommande de demander au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une évaluation de différentes méthodes de récupération. L'ACEF de Québec appuie la proposition de ces intervenantes.

La Régie ne retient pas l'approche de l'AQCIE/CIFQ car elle ne respecte pas l'équité intergénérationnelle et génère des coûts de financement additionnels. En ce qui a trait à la proposition d'OC et de UC, la Régie considère ce mécanisme intéressant puisqu'il récupère les sur ou sous-évaluations budgétaires du Distributeur. Cependant, compte tenu que le niveau de la provision annuelle de 8 M\$ n'a pas un impact significatif sur le revenu requis, la Régie privilégie un mécanisme simple d'application.

Considérant que la provision annuelle de 8 M\$ est établie sur une moyenne des années 2001 à 2007 et que le Distributeur propose d'ajuster ce niveau advenant le cas où il s'avèrerait trop bas ou trop élevé⁵, la Régie autorise une provision annuelle de 8 M\$ pour pannes majeures. Elle prend acte du fait que le Distributeur rendra compte à

⁵ Pièce B-23-HQD-17, document 1, page 12.

chaque année, dans son rapport annuel, de l'utilisation de la provision pour pannes majeures⁶.

La Régie accepte également la création d'un compte de frais reportés afin de comptabiliser les coûts de pannes majeures excédant le seuil de 16 M\$. Ce compte portera intérêts au taux du coût moyen pondéré du capital. Les modalités de disposition de ce compte seront déterminées en fonction de l'ampleur des coûts.

1.3 TRAITEMENT DU BUDGET RELATIF AUX PROGRAMMES ET ACTIVITÉS DE L'AEÉ

À la suite de la décision D-2008-024⁷, le Distributeur soumet une proposition relative au traitement à appliquer au budget des programmes et activités de l'AEÉ pour l'année 2008 et à la quote-part payable à l'AEÉ à compter de 2009.

Prévisions budgétaires 2009

Le Distributeur soumet un budget de 41 M\$ à l'égard des programmes et activités de l'AEÉ pour l'année témoin 2009, soit la reconduction du budget 2008. Le tableau suivant détaille les budgets 2008 et 2009.

TABLEAU 1
BUDGETS 2008 ET 2009 À L'ÉGARD DES PROGRAMMES
ET ACTIVITÉS DE L'AEÉ

(en M\$)

Programmes de l'AEÉ	15,8
Frais de fonctionnement de l'AEÉ	2,0
Quote-part	17,8
Dépenses encourues relativement aux programmes de l'AEÉ	8,3
Aide financière versée directement aux participants de « Novoclimat » et de « Rénoclimat »	15,0
Budget total	41,1

Source : Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 49

⁶ Pièce B-1-HQD-4, document 4, page 19.

⁷ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, pages 125 et 126.

Le Distributeur mentionne que le 14 août 2007, le gouvernement du Québec approuvait par décret⁸ les prévisions de dépenses et de revenus soumises par l'AEÉ pour son année financière 2007-2008⁹, en conformité avec l'article 24 de la *Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique*¹⁰. La portion des revenus budgétés provenant de la quote-part du Distributeur indiquée au décret est de 17,8 M\$. Selon le Distributeur, les frais de fonctionnement sont une composante des prévisions de dépenses annuelles de l'AEÉ incluses dans l'annexe du décret.

Le Distributeur rappelle qu'il assume une partie de l'exploitation des programmes et activités de l'AEÉ, incluant le versement des aides financières aux participants à « Rénoclimat » et « Novoclimat ». Le montant de 8,3 M\$ est une prévision des dépenses internes reliées à l'exploitation de ces programmes. Il s'agit des coûts reliés à la rémunération, aux prestataires de services, à la commercialisation des programmes ainsi qu'aux frais de contingence et d'intérêts prévus pour 2008 et reconduits pour 2009. Le Distributeur précise qu'en raison du transfert progressif à l'AEÉ des activités d'exploitation liées aux programmes en question, il n'a pas réalisé plusieurs des activités justifiant la somme de 8,3 M\$, particulièrement pour les activités de commercialisation dont la responsabilité a été reprise par l'AEÉ¹¹. Le Distributeur indique que les coûts réels des programmes et activités de l'AEÉ pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008¹² sont de 3,6 M\$.

Le Distributeur considère que la quote-part payable à l'AEÉ n'inclut pas, pour l'instant, les montants de l'aide financière qu'il verse directement aux clients. Il demande donc l'approbation du budget correspondant de 15,0 M\$ pour les années 2008 et 2009. Lors du dépôt de la demande tarifaire du Distributeur pour l'année témoin 2009, l'AEÉ n'avait pas encore soumis ses prévisions budgétaires, qui incluent dorénavant les sommes versées à titre d'aide financière. Le Distributeur, ne présumant pas de la décision de la Régie à cet égard, a demandé, par prudence, l'autorisation de ce budget, de la même façon qu'il le faisait antérieurement¹³. En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur indique que l'AEÉ a inclus dans son PEEÉNT la totalité des cibles et budgets relatifs à ses programmes et activités à partir du 1^{er} avril 2008¹⁴.

⁸ Décret 680-2007.

⁹ L'année financière s'étend du 1^{er} avril au 31 mars de l'année suivante.

¹⁰ L.R.Q., c. A-7.001.

¹¹ Pièce B-23-HQD-17, document 1, page 53.

¹² Pièce B-23-HQD-17, document 1, page 54.

¹³ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 53.

¹⁴ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 119.

La Régie reconnaît que la quote-part de 17,8 M\$ payable à l'AEÉ inclut les frais de fonctionnement de 2,0 M\$. Elle prend acte du fait que la quote-part 2007-2008 est reconduite dans l'exercice 2008-2009, jusqu'à ce qu'un avis de paiement relatif à cet exercice soit émis.

La Régie note que, depuis le 1^{er} avril 2008, les montants prévus pour les dépenses relatives aux programmes et activités de l'AEÉ et les aides financières versées aux participants des programmes « Novoclimat » et « Rénoclimat » sont inclus dans les budgets de l'AEÉ.

Ainsi, pour l'année 2008, la Régie reconnaît que la portion des dépenses encourues par le Distributeur pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008, soit 3,6 M\$, ainsi que le montant payé à titre de quote-part à l'AEÉ, soit 17,8 M\$, pour un montant total de 21,4 M\$, peuvent être inclus dans la base de tarification.

Pour l'année témoin 2009, la Régie autorise un budget pour les programmes et activités de l'AEÉ, incluant seulement le montant de la quote-part, soit 17,8 M\$.

Traitement du budget relatif aux programmes et activités de l'AEÉ pour 2009 et les années suivantes

En ce qui a trait au budget relatif aux programmes et activités de l'AEÉ pour 2009 et les années suivantes, le Distributeur propose :

- de traiter conjointement les coûts relatifs aux programmes et activités et les frais de fonctionnement de l'AEÉ pour l'année 2009, tel que reflété dans la présente demande. En effet, les budgets de l'AEÉ, autorisés au décret 680-2007, incluent les frais de fonctionnement de l'AEÉ, dont la majeure partie se rapporte à des programmes et interventions;
- d'appliquer à la quote-part payable à l'AEÉ, à compter de 2009, les règles de disposition des coûts appliquées présentement au PGEÉ du Distributeur, soit leur intégration dans la base de tarification le 31 décembre de l'année témoin, et leur amortissement selon la méthode linéaire sur une période d'amortissement de 10 ans, puisque les coûts sont de même nature que ceux du Distributeur¹⁵;
- étant donné le délai entre le dépôt d'une demande tarifaire du Distributeur et l'établissement par la Régie de sa quote-part payable à l'AEÉ, de porter au compte de frais reportés des programmes et activités de l'AEÉ tout écart entre les coûts estimés aux fins de l'établissement des tarifs du Distributeur pour une année témoin et les coûts ultérieurement autorisés par la Régie, sur la base de l'année témoin du

¹⁵ Décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006, pages 10 et 11.

Distributeur, selon la comptabilité d'exercice. Ces écarts, débiteurs ou créditeurs, additionnés des intérêts applicables, seront pris en compte lors d'une demande tarifaire ultérieure, aux fins de leur amortissement.

L'UMQ et UC appuient la proposition du Distributeur. UC recommande que ces modalités soient appliquées de façon provisoire et sous réserve de toutes autres modalités ou considérations permanentes qui pourraient être approuvées par la Régie dans le cadre du dossier du PEEÉNT de l'AEÉ¹⁶.

La Régie accepte les modalités de traitement du budget relatif aux programmes et activités de l'AEÉ pour 2009 et les années suivantes, telles que proposées par le Distributeur. La Régie reconnaît que les coûts des programmes et activités de l'AEÉ incluent les frais de fonctionnement de l'AEÉ, puisque la quote-part de l'AEÉ indiquée au décret inclut également ces frais. De plus, elle considère justifié d'appliquer les règles de disposition des coûts du PGEÉ, puisque les coûts des programmes et activités de l'AEÉ sont de même nature¹⁷. La Régie accepte de porter au compte de frais reportés tout écart entre les coûts estimés et les coûts ultérieurement autorisés, selon la comptabilité d'exercice. Ces écarts seront pris en compte lors d'une demande tarifaire subséquente, aux fins de leur amortissement. La Régie constate que l'ensemble de cette proposition permet de respecter l'appariement des coûts aux bonnes générations de clients et minimise les coûts de financement associés au maintien des coûts hors de la base de tarification.

La Régie demande au Distributeur de mettre à jour la base de tarification de l'année témoin 2009, en considérant l'intégration du budget ajusté de l'année témoin 2009, soit 17,8 M\$, le 31 décembre 2009.

Inclusion dans la base de tarification au 1^{er} janvier 2009 du budget relatif à l'année 2008

Le Distributeur demande, de façon exceptionnelle, l'inclusion dans la base de tarification au 1^{er} janvier 2009 de l'intégralité du budget de 41 M\$ relatif à l'année 2008, afin de permettre son amortissement dès 2009 et de refléter ainsi les conditions appliquées au cours des années antérieures aux coûts de même nature, incluant ceux du PGEÉ du Distributeur.

Le Distributeur demande aussi de porter dans un compte d'écart toute variation entre les coûts estimés pour l'année 2008 aux fins de l'établissement des tarifs et les coûts correspondants qui seront autorisés par la Régie.

¹⁶ Dossier R-3671-2008.

¹⁷ Décision D-2002-288, dossier R-3473-2001, 20 décembre 2002, pages 11 et 12.

Le GRAME et UC appuient la proposition du Distributeur. UC recommande que ces modalités soient appliquées de façon provisoire et sous réserve de toute autre modalité ou considération permanente qui pourrait être approuvée par la Régie dans le cadre du dossier du PEEÉNT de l'AEÉ.

La Régie accepte d'inclure dans la base de tarification au 1^{er} janvier 2009 le budget révisé précédemment à 21,4 M\$ relatif à l'année 2008 et d'appliquer les modalités proposées par le Distributeur. Cette proposition permet de respecter l'appariement des coûts aux bonnes générations de clients et minimise les coûts de financement.

La Régie estime que les modifications apportées précédemment entraînent une réduction de la charge d'amortissement de l'ordre de 2,0 M\$ et une baisse du coût du capital de 1,5 M\$.

La Régie demande donc au Distributeur de mettre à jour la base de tarification et les composantes du revenu requis de l'année témoin 2009 en considérant les ajustements estimés par la Régie provenant de la diminution du compte de frais reportés des programmes et activités de l'AEÉ relatif à l'année 2008.

1.4 TRAITEMENT DES COÛTS DES PROJETS D'INVESTISSEMENT NON AUTORISÉS DE 10 M\$ ET PLUS

Dans sa décision D-2008-024¹⁸, la Régie réitérait le principe de l'établissement de la base de tarification sur une base de projections. Toutefois, elle précisait que ces projections devraient tenir compte du fait que les projets d'investissement de plus de 10 M\$ doivent être autorisés par la Régie en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹⁹ (la Loi) avant d'être inclus à la base de tarification.

Ainsi, dans l'optique de récupérer les coûts générés par les projets, et ce, le plus rapidement possible afin de minimiser les coûts de financement, le Distributeur propose :

- dans le cas où l'autorisation des projets visés survient dans les délais de traitement de la demande tarifaire courante (soit avant la décision sur le fond), de refléter dans sa base de tarification projetée les mises en service prévues dans l'année à l'égard des projets nouvellement autorisés, sur la base des coûts projetés. Il propose également de refléter dans le revenu requis de l'année témoin projetée les charges estimées afférentes au projet;

¹⁸ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 68.

¹⁹ L.R.Q., c. R-6.01.

- dans le cas où l'autorisation de ces projets est obtenue au-delà des délais permettant leur traitement à l'intérieur de l'année témoin projetée, d'inscrire dans un compte de frais reportés, sur la base des coûts encourus, les items suivants : la charge d'amortissement générée par la mise en service du projet, les coûts de financement associés au solde non amorti du projet pour l'année témoin considérée et les charges d'exploitation encourues dans le cadre de la réalisation du projet.

Le Distributeur demande que les coûts inscrits au compte de frais reportés portent intérêts jusqu'à leur prise en compte dans les tarifs, dans le cadre d'une demande tarifaire subséquente. Il propose de disposer de ces frais reportés intégralement dans le revenu requis du dossier tarifaire subséquent.

Le Distributeur souligne que le revenu requis de 2009 aurait intégré des coûts additionnels de 9,5 M\$, dont 7,6 M\$ pour le projet de lecture à distance de la consommation, en prenant pour hypothèse que l'autorisation de l'ensemble de ces projets s'inscrive à l'intérieur des délais de traitement du dossier tarifaire.

L'UMQ appuie la proposition du Distributeur.

La Régie note qu'un seul projet d'investissement a été autorisé par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi entre le dépôt et la décision sur le fond du présent dossier tarifaire, soit le projet de réaménagement de l'échangeur Dorval²⁰. L'impact sur le revenu requis de l'année témoin 2009 est établi par le Distributeur à 0,1 M\$. La Régie estime que les délais sont souvent très longs entre la date projetée et la mise en service réelle du projet. Par exemple, pour le projet de lecture à distance de la consommation, des mises en service avaient été initialement prévues en 2007, puis en 2008 et maintenant en 2009.

La Régie ne retient pas l'établissement d'une règle systématique, telle que proposée par le Distributeur.

1.5 CODE DE CONDUITE – APPLICATION DES *CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ*

Dans la décision D-2006-34²¹, la Régie acceptait de surseoir à l'application des articles 4.17 à 4.19 du Code de conduite du Distributeur aussi longtemps qu'il ne sera pas en mesure

²⁰ Décision D-2008-109, dossier R-3675-2008, 27 août 2008.

²¹ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2008, 28 février 2006, page 25.

d'appliquer les *Conditions de service d'électricité*²² (les Conditions de service) à ses entités affiliées et lui demandait de soumettre un plan et un échéancier des travaux.

Dans sa décision D-2007-12²³, la Régie acceptait le plan et l'échéancier soumis par le Distributeur pour l'implantation de la facturation de la consommation des entités affiliées et prenait acte de la volonté du Distributeur de déposer un suivi à cet égard.

Le Distributeur vise à facturer, d'ici la fin de 2009, la totalité de la consommation d'électricité des entités affiliées qu'il alimente. Son plan prévoit premièrement la facturation de l'électricité pour l'ensemble des tours de télécommunication au 1^{er} janvier 2008. Figurent ensuite au plan pour 2008, un inventaire et une analyse sur le terrain en vue de procéder à la facturation de la consommation d'électricité des centres de service et résidences au 1^{er} janvier 2009. Finalement, la facturation de la consommation d'électricité des postes et centrales est envisagée au 1^{er} janvier 2010.

Le Distributeur soumet les résultats du suivi d'implantation.

L'analyse de la consommation en électricité des tours de télécommunication, mesurée et facturée avant janvier 2008, avait mis en évidence leur faible consommation. Ainsi, les revenus peu élevés qui en découlent ne justifiaient pas la mise en place d'appareils de mesurage, compte tenu des coûts élevés de mesurage et de relève attribuables à la dispersion géographique des tours sur le territoire du Québec. Le Distributeur opte donc pour une facturation sur la base d'un tarif à forfait de la consommation d'électricité de ces équipements.

En ce qui a trait aux centres de service et aux résidences, le Distributeur entend, dans un premier temps, les facturer au tarif à forfait T-3, dès le 1^{er} janvier 2009. Cette approche est privilégiée tant pour éviter des coûts liés à l'installation d'appareils de mesurage et à leur lecture que pour accélérer le processus d'implantation de la facturation. Au cours de 2009, le Distributeur examinera, avec les entités affiliées concernées, les cas pour lesquels l'application d'un tarif général ou résidentiel serait plus appropriée, compte tenu des profils de consommation. Le Distributeur indique qu'à ce stade de l'étude, il est impossible de faire une projection des revenus liés à la facturation des centres de service et des résidences, car l'inventaire final de ces installations est en cours de validation avec chacune des entités affiliées.

²² Conditions de service d'électricité prévues au *Règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*, (1996) 128 G.O. II, 2998, modifié par les décisions D-2001-60, D-2001-259, D-2002-07, D-2002-261, D-2003-23, D-2006-28, D-2007-12, D-2007-129 et D-2008-028.

²³ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 23.

Le Distributeur analyse actuellement la situation particulière des centrales et des postes de transformation. Il rendra compte des résultats de son analyse lors du prochain dossier tarifaire. À ce stade-ci, il évalue être en mesure de rencontrer l'échéancier initial.

La Régie accepte la proposition du Distributeur et lui demande de présenter dans le cadre du suivi d'implantation, lors du prochain dossier tarifaire, le résultat de l'inventaire final des centres de service et des résidences ainsi que les projections des revenus liés aux consommations suivantes :

- **tours de télécommunication;**
- **centres de service et résidences;**
- **centrales et postes de transformation.**

1.6 ALLÈGEMENT RÉGLEMENTAIRE

Le Distributeur mentionne que, de façon générale, ses dossiers tarifaires ont atteint une certaine maturité réglementaire qui l'autorise à réfléchir aux améliorations qui pourraient être apportées au processus réglementaire, afin d'améliorer davantage son efficacité, compte tenu notamment que le calendrier réglementaire doit intégrer le dossier de l'AEÉ.

Le Distributeur invite la Régie et les intervenants à participer à cette réflexion. Il propose donc de mettre en place un groupe de travail pour revoir le processus de traitement des dossiers tarifaires avec l'objectif principal d'alléger ce processus. Les pistes d'amélioration possibles sont nombreuses. Il indique, qu'idéalement, ces pistes ou certaines d'entre elles pourraient être intégrées lors du prochain dossier tarifaire.

En audience, le Distributeur indique qu'il présentera une proposition détaillée sur les pistes d'amélioration au groupe de travail, au printemps 2009. Il mentionne que le groupe de travail devrait prendre le temps nécessaire pour discuter du sujet. De plus, il invite la Régie à lui faire part de ses préoccupations et propositions à cet égard.

La majorité des intervenants est favorable à la participation au groupe de travail sur l'allègement réglementaire. Cependant, la Régie a pu constater que leur réflexion sur leurs attentes et sur les pistes d'amélioration est encore embryonnaire.

Le ROÉÉ est préoccupé par les enjeux importants qui seront traités, lors des prochains dossiers tarifaires, soit, entre autres, l'application des normes internationales IFRS, qui

demandera un examen détaillé et non pas un allègement réglementaire. S.É./AQLPA est du même avis et recommande de procéder avec prudence.

UC soumet qu'une piste possible à l'allègement réglementaire est de procéder à une étude conjointe des dossiers tant du Distributeur que du Transporteur dans le cadre des modifications proposées des normes comptables liées à la méthode d'amortissement, de même que l'application des normes internationales IFRS. L'intervenante recommande également de fixer une échéance au Distributeur, soit le dépôt au 1^{er} avril 2009 d'un projet sur les pistes d'amélioration afin qu'il puisse être étudié par le groupe de travail et afin que les recommandations initiales puissent être présentées à la Régie, lors du prochain dossier tarifaire.

À plusieurs reprises, la Régie s'est dite favorable à l'allègement réglementaire, notamment dans son dernier rapport annuel. Comme l'a souligné le Distributeur, le processus de réglementation a atteint un niveau de maturité. Le moment est donc approprié pour évaluer et remettre en question certaines façons de faire, tout en maintenant la qualité de l'information dont la Régie a besoin.

La Régie autorise la mise en place du groupe de travail proposé par le Distributeur. Les rencontres du groupe de travail impliqueront le personnel du Distributeur, les intervenants au présent dossier et les membres du personnel technique de la Régie. Le mandat consultatif du groupe de travail sera de revoir le processus de traitement des dossiers tarifaires avec comme objectif principal d'alléger ce processus.

La Régie demande au Distributeur de déposer un document de réflexion sur les pistes d'amélioration du processus réglementaire, au plus tard le 1^{er} avril 2009. Les intervenants déposeront leurs propres réflexions, au plus tard le 20 avril 2009.

Le Distributeur devra déposer un rapport faisant état du processus, des pistes examinées et des conclusions, lors d'un prochain dossier tarifaire.

La rémunération pour une séance de travail est établie à 1 600 \$ par intervenant, conformément au *Guide de paiement de frais des intervenants*²⁴.

²⁴ Décision D-2003-183, dossier R-3500-2002, 2 octobre 2003, page 12.

2. MESURES DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR

2.1 BALISAGE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

Indicateurs d'efficience

À la suite de la décision D-2008-024, le Distributeur présente le suivi de 12 indicateurs d'efficience interne, dont huit qu'il privilégie²⁵.

La Régie est d'avis que le Distributeur affiche une performance globale raisonnable sur la période 2005-2009, à cause notamment de gains d'efficience faits dans les activités de gestion courante et d'un gel des charges d'exploitation en 2005 et 2006. Cette performance est cependant influencée par plusieurs éléments de court terme qui ne seront pas récurrents.

En effet, la Régie constate, d'une part, une baisse des coûts associés au processus « SALC » en 2009, résultant de la mise en œuvre complète du projet SIC en 2008 et, d'autre part, une hausse des coûts associés au processus « Distribution » en 2009, causée par des charges supplémentaires en maintenance et entretien du réseau ainsi que par la modification du traitement comptable des coûts liés aux retraits d'actifs.

La Régie note une tendance moins favorable à court terme au niveau du processus « Distribution ». Trois des quatre indicateurs du processus « Distribution » affichent des résultats supérieurs à l'inflation, notamment les « Charges d'exploitation nettes Distribution par abonnement » avec un taux de 8,6 % et les « Charges d'exploitation nettes Distribution par kWh normalisé transité par le réseau » à 14,0 %.

L'ACEF de Québec signale que le Distributeur doit générer davantage de gains de productivité et mieux justifier les hausses des charges d'exploitation en fonction des résultats de balisage.

La Régie rappelle que le balisage sert à juger du niveau raisonnable des charges à inclure au coût de service du Distributeur. Elle s'attend donc à ce que le Distributeur contrôle davantage ses coûts et améliore son efficience au niveau du processus « Distribution ». La tendance de court terme est préoccupante. Le Distributeur doit optimiser la gestion de ses différentes activités, notamment celles d'entretien et de maintenance.

²⁵ Pièce B-1-HQD-3, document 1, pages 6 et 41.

Indicateurs de qualité de service

Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2003 à 2007, soit une période de cinq ans, ainsi que les résultats du premier semestre 2008²⁶.

La présentation des résultats des indicateurs de qualité de service pour une période mobile de cinq ans est conforme aux exigences de la décision D-2008-024²⁷.

Dans l'ensemble, la Régie considère les résultats satisfaisants, sauf en ce qui a trait aux coefficients de service téléphonique, notamment celui qui réfère aux clients résidentiels. La mise en service de la dernière phase du projet SIC a nécessité des changements aux outils de travail des représentants, ce qui a augmenté le temps de traitement des demandes téléphoniques. La Régie s'attend à une amélioration durable de la qualité du service au cours des prochaines années.

Le Distributeur propose un indicateur complémentaire pour évaluer sa performance en matière de demandes de raccordement, soit le « Délai moyen de raccordement – Distributeur », en réponse à la demande de la Régie formulée dans la décision D-2007-81²⁸.

La Régie accepte l'introduction de ce nouvel indicateur dans les indicateurs de qualité de service présentés par le Distributeur.

L'UMQ suggère que le Distributeur soumette des cibles à l'approbation de la Régie pour les indices de qualité de service, afin de disposer d'un outil supplémentaire pour évaluer les prévisions budgétaires soumises.

La Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu de fixer de cibles pour les indicateurs de qualité de service en lien avec les prévisions budgétaires. En ce sens, elle rejette la proposition de l'UMQ. **Néanmoins, elle demande au Distributeur de présenter les cibles qu'il se fixe à l'interne pour ses indicateurs de qualité de service, afin que leur suivi en soit facilité.**

²⁶ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 9.

²⁷ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 22.

²⁸ Décision D-2007-81, dossier R-3535-2004, 13 juillet 2007, page 8.

Plan intégré d'amélioration de l'efficience

Le Distributeur présente une mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficience, tel que demandé par la Régie dans la décision D-2008-024²⁹.

Le Distributeur fait état du niveau d'avancement du plan d'analyse des 27 sous-processus d'affaires se rattachant aux activités de réseau, de service à la clientèle, de support et d'approvisionnement en électricité. Cet état d'avancement indique que 15 sous-processus ont franchi l'étape de diagnostic, que 10 ont franchi l'étape des besoins d'affaires et des enjeux à venir et qu'un seul sous-processus, sur huit à l'étude, a franchi l'étape d'établissement de cibles³⁰.

En ce a trait aux stratégies envisagées pour atteindre les cibles fixées, diverses actions de gestion courante et de nature structurante sont prises par le Distributeur, dont les principales sont les suivantes :

- maintien de la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficience sous l'inflation pour une période mobile de cinq ans, tout en conservant la même qualité de service;
- réduction récurrente de 1,0 % (telle qu'introduite en 2008) des charges d'exploitation nettes en 2009;
- resserrement des charges d'exploitation nettes de 30,0 M\$ annoncé en 2008, maintenu en 2009;
- gains de 18,7 M\$ obtenus du projet SIC en 2009, provenant principalement du traitement accéléré des frais d'administration;
- gains anticipés et récurrents de 20,0 M\$ associés au projet SIC à partir de 2011.

Le Distributeur termine la mise à jour de son plan intégré en soulignant qu'il sera en mesure de préciser, aux termes des avant-projets, les gains, les coûts, l'échéancier de réalisation et les risques associés aux actions structurantes présentement à l'étude ou en déploiement.

La Régie est satisfaite de la mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficience présentée par le Distributeur. Elle note les stratégies envisagées par le Distributeur, notamment celles de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficience sous l'inflation pour une période mobile de cinq ans, tout en conservant le même niveau de

²⁹ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 27.

³⁰ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 15.

qualité du service et de réduire de 1,0 % ses charges d'exploitation nettes sur une base récurrente.

La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dépôt du prochain dossier tarifaire, une mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficacité identifiant notamment les gains, les coûts, l'échéancier de réalisation et les risques associés aux actions structurantes qui étaient à l'étude ou en déploiement au moment du dépôt du présent dossier tarifaire.

2.2 BALISAGE EXTERNE

Le Distributeur présente les résultats 2007 des exercices annuels de balisage de la firme PA Consulting pour le processus « Distribution ». Le processus « SALC » ne fait pas l'objet d'un balisage dans le cadre du présent dossier tarifaire, puisque cela se fait aux deux ans³¹. Le programme de balisage de PA Consulting comprenait 23 participants en 2007.

2.2.1 RÉSULTATS DES INDICATEURS

Résultats globaux

PA Consulting a utilisé 17 indicateurs pour établir la performance globale du Distributeur, soit six de coûts, sept de continuité de service et quatre de sécurité au travail. La performance du Distributeur demeure cependant en dessous de celle de la moyenne des autres participants³².

La performance du Distributeur est demeurée stable entre 2005 et 2006, le positionnant au début du quatrième quartile (Q4+). Le Distributeur attribue cette performance à la hausse du taux de change du dollar canadien, qui est passé de 83 ¢US en 2005 à 92 ¢US en 2006.

Les résultats du balisage de la performance globale du Distributeur montre qu'il doit poursuivre l'amélioration de son processus « Distribution » en implantant de meilleures pratiques d'affaires qui favoriseront un accroissement de la qualité de service, une hausse de la sécurité au travail et une gestion plus serrée des coûts en présentant une croissance des indicateurs se rapprochant le plus possible du taux d'inflation.

³¹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, pages 27 et 28.

³² Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 22.

Classement en fonction des coûts

Le classement du Distributeur s'est légèrement amélioré, passant du début du troisième quartile (Q3+) à la médiane (Q2/Q3). La croissance annuelle moyenne des trois indicateurs étudiés, soit « Valeur des immobilisations de distribution mises en exploitation durant l'année / Clients de distribution », « Coûts d'exploitation et d'entretien / Clients de distribution » et « Dépenses / Clients de distribution », est supérieure au taux d'inflation sur la période 2004-2006, augmentant respectivement de 2,6 %, 3,3 % et 2,9 %. D'ailleurs, ces trois indicateurs présentent des hausses de coûts par client importantes entre 2005 et 2006, soit respectivement de 22,0 %, 11,0 % et 17,0 %.

Le Distributeur doit donc poursuivre ses efforts d'optimisation des coûts pour minimiser ses dépenses et ce, sans compromettre la qualité de service.

Classement en fonction de la continuité de service

Le Distributeur présente deux des sept indicateurs de continuité de service utilisés par PA Consulting. Il présente l'indice SAIDI sous deux variantes, soit :

- continuité de service (minutes) **avec** événements majeurs et interruptions planifiées;
- continuité de service (minutes) **sans** événements majeurs et interruptions planifiées.

La performance du Distributeur est demeurée stable entre 2005 et 2006. Le premier indicateur montre que le Distributeur passe du troisième quartile (Q3) au quatrième quartile (Q4), alors que le second démontre une amélioration de la performance du Distributeur, passant du quatrième quartile (Q4) au troisième quartile (Q3).

Néanmoins, la performance du Distributeur relative à l'IC **sans** événements majeurs est préoccupante et demeure supérieure d'environ 20,0 % à la moyenne des autres entreprises.

S.É./AQLPA concentre pour sa part son analyse sur l'IC **avec** événements majeurs et interruptions planifiées. Il constate une hausse importante de l'IC entre 2005 et 2006 et en conclut que les investissements en maintenance et en maîtrise de la végétation sont insuffisants.

Le Distributeur doit améliorer la continuité de son service pour atteindre une performance similaire à celle de la moyenne des autres entreprises. La Régie s'attend à ce que cette amélioration ne conduise pas à des augmentations importantes des charges de maintenance, mais qu'elle soit plutôt attribuable à des gains d'efficacité dans cette activité.

Indicateur de productivité de la main-d'œuvre

L'UMQ propose que le Distributeur produise un indicateur de productivité de la main d'œuvre en comparaison avec d'autres entreprises similaires. **La Régie ne retient pas la proposition de l'UMQ, compte tenu de la complexité d'harmoniser les définitions d'indicateur de productivité entre le Distributeur et la firme de balisage externe.**

2.2.2 PROPOSITION DE PARTICIPATION AU BALISAGE POUR 2008

Le Distributeur participe depuis 2003 aux exercices de balisage menés par PA Consulting. Toutefois, il mentionne que les résultats obtenus varient peu au fil des ans et que les analyses des pratiques d'affaires conduisent, année après année, aux mêmes conclusions.

Le Distributeur constate également que le nombre de participants aux exercices de balisage du processus « Distribution » de PA Consulting est passé de 40 en 2005 à 27 en 2006 et à 23 en 2007. Il indique aussi que la qualité des analyses présentées par PA Consulting laisse de plus en plus à désirer, étant donné les importants changements de personnel au sein de l'équipe de ce consultant survenus en 2006 et 2007. De plus, certains volets d'analyse n'ont jamais été complètement implantés, comme la comptabilité par activité.

Pour ces raisons, le Distributeur a retenu cette année les services de la firme First Quartile Consulting. Selon lui, cette firme est davantage axée vers l'identification des meilleures pratiques d'affaires que vers une comparaison statistique à l'aide de données opérationnelles détaillées, tout en favorisant les échanges entre les participants.

La Régie prend acte de la proposition du Distributeur de participer aux exercices de balisage de la firme First Quartile Consulting pour 2008. Elle prend note que le Distributeur lui présentera les résultats des exercices de balisage 2008, lors du prochain dossier tarifaire.

2.3 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

Centre de services partagés (CSP)

Les charges de services partagés par abonnement ont crû de 1,8 % entre 2005 et 2009, alors que la croissance annuelle 2008-2009 est pratiquement nulle. Les impacts de la prise en charge des activités de télécommunication d'Hydro-Québec par le Groupe Technologie

en 2006, de l'inclusion de la charge de retraite en 2006 et de la mise en service du projet SIC en 2008 ont ainsi été intégrés et maîtrisés³³.

Le Distributeur présente également des indicateurs d'efficience spécifiques du CSP, établis sur la base de sa consommation et des coûts qui lui sont facturés. À l'exception du « Coût d'exploitation par mètre carré », l'ensemble des indicateurs affiche une progression inférieure ou près de l'inflation autant sur la période 2004-2008 que sur la période 2007-2008³⁴.

Dans la décision D-2008-024, la Régie disait s'attendre, compte tenu des résultats à la hausse des différents indicateurs, à ce que l'impact du projet SIC soit ponctuel et que, par la suite, le niveau des charges de services partagés par abonnement retrouve une croissance similaire, voire inférieure, à celle du taux d'inflation³⁵. Le CSP a intégré les commentaires de la Régie.

À la lumière des résultats présentés cette année, la Régie est satisfaite de la performance du CSP.

Plan de balisage du CSP

À la demande de la Régie dans la décision D-2008-024, le CSP présente une mise à jour de l'évolution de son plan de balisage 2008-2011³⁶. Le CSP indique qu'un seul objet de balisage a été abandonné par le domaine « Immobilier », soit le « Coût d'aménagement / occupant », car les entreprises qui participent au balisage ne fournissent pas cette information. Il ajoute que les domaines « Immobilier », « Services de transport et Matériel » procèdent normalement au balisage de leurs activités et que les dates prévues pour l'obtention des résultats du balisage, ainsi que le dépôt de ces résultats à la Régie respectent l'échéancier initialement présenté.

La Régie prend note de la mise à jour du plan de balisage déposé par le CSP. Elle demande au Distributeur de déposer une nouvelle mise à jour de ce plan lors du prochain dossier tarifaire.

³³ Pièce B-1-HQD-3, document 2, page 8.

³⁴ Pièce B-1-HQD-3, document 2, page 11.

³⁵ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 31.

³⁶ Pièce B-1-HQD-3, document 2, pages 17 à 19.

Groupe Technologie

Le Groupe Technologie présente deux indicateurs d'efficacité reliés aux télécommunications et un relié à la bureautique³⁷.

Le premier indicateur, « Coût moyen (\$) / ligne téléphonique », affiche une croissance annuelle moyenne de 2,4 % sur la période 2005-2009. Le Groupe Technologie attribue ce résultat à l'augmentation de la charge de retraite et à l'ajout de consoles CIC. Ces dernières sont des systèmes téléphoniques permettant de traiter davantage d'appels et de demandes de clients qu'auparavant, mais qui coûtent aussi plus cher que des lignes de téléphonie administrative. En ce qui a trait à sa croissance supérieure à l'inflation sur la période 2008-2009, le Groupe Technologie indique que la réduction du nombre de lignes téléphoniques administratives, pour faire place aux consoles CIC, en est la cause.

Pour leur part, les deux autres indicateurs, « Coût des services d'accès aux réseaux d'entreprises / effectif » et « Coût moyen de support et d'exploitation des ordinateurs (\$) / ordinateur », présentent des améliorations à court terme par rapport à la période 2005-2009, avec respectivement des taux de croissance unitaire presque nul (0,2 %) et négatif (-5,9 %).

Compte tenu des résultats présentés et des justifications apportées, la Régie considère satisfaisante la performance du Groupe Technologie. Ce dernier doit néanmoins surveiller de près l'évolution des coûts moyens par ligne téléphonique, afin qu'ils ne créent pas de pression trop importante sur les charges lors des prochaines années.

Plan de balisage du Groupe Technologie

Le Groupe Technologie présente son plan de balisage et indique qu'il déposera à la Régie les résultats des exercices de balisage selon le calendrier prévu. Selon le plan, de nouveaux indicateurs doivent être présentés à la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2010, soit le « Coût par appel », le « Coût par utilisateur » et le « Coût moyen par ordinateur »³⁸.

La Régie prend note du dépôt du plan de balisage du Groupe Technologie. Elle demande au Distributeur de déposer une mise à jour de ce plan lors du prochain dossier tarifaire.

³⁷ Pièce B-1-HQD-3, document 2, pages 20 à 23.

³⁸ Pièce B-1-HQD-3, document 2, pages 23 à 25.

3. COÛT DE SERVICE, BASE DE TARIFICATION ET REVENU REQUIS

3.1 CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

Le Distributeur présente un sommaire des principes réglementaires et des conventions comptables pertinents à sa demande. En plus des conventions déjà reconnues par la Régie³⁹, il présente des ajouts et modifications aux conventions comptables, afin qu'elles reflètent les nouvelles normes de l'ICCA et les demandes spécifiques de la Régie.

3.1.1 MATÉRIAUX, COMBUSTIBLE ET FOURNITURES

Le 1^{er} janvier 2008, Hydro-Québec a adopté les recommandations du chapitre 3031 du Manuel de l'ICCA, « Stocks ». Ce dernier remplace le chapitre 3030 et s'harmonise avec les normes internationales IFRS. À la suite de l'implantation de ce nouveau chapitre, Hydro-Québec doit présenter les pièces de rechange principales et de sécurité à titre d'immobilisations corporelles lorsqu'elles sont utilisées sur plus d'une période.

Afin de respecter cette nouvelle norme, certains stocks du Distributeur, tels que les appareils de mesure, sont présentés avec les immobilisations corporelles dans les états financiers statutaires. Toutefois, le Distributeur maintient inchangée la présentation actuelle sur le plan réglementaire.

Le Distributeur indique que cette modification n'a aucun impact sur son revenu requis.

La Régie accepte la proposition du Distributeur, puisqu'il s'agit d'une norme de présentation, et non de mesure ou de constatation, laquelle n'a aucun impact sur le revenu requis.

3.1.2 ACTIFS INCORPORELS

Le 1^{er} janvier 2009, Hydro-Québec adoptera les recommandations du chapitre 3064 du Manuel de l'ICCA, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels ». Ce chapitre remplace les chapitres 3062 « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels » ainsi que le chapitre 3450 « Frais de recherche et de développement ». Ce nouveau chapitre établit les normes de

³⁹ Pièce B-1-HQD-7, document 1, pages 5 et 6.

comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels.

Le Distributeur indique que l'application de ce nouveau chapitre n'a aucun impact significatif sur son revenu requis.

La Régie reconnaît l'application de cette nouvelle convention comptable, puisqu'elle est conforme aux PCGR.

3.1.3 COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET D'ACTIFS INCORPORELS

Le traitement comptable autorisé par la Régie dans sa décision D-2003-93⁴⁰ permet d'amortir, sur une période maximale de 10 ans, les « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels ». Cette pratique comptable a pour effet de maintenir des actifs radiés à titre d'actifs réglementaires dans la base de tarification du Distributeur, sur laquelle un rendement est accordé. Ainsi, bien que ces actifs ne soient plus utiles à la distribution de l'électricité, ils continuent néanmoins d'être rémunérés au taux moyen du coût du capital. Bien que la Régie ait autorisé cette pratique, elle s'est questionnée sur l'à-propos de la maintenir.

Dans sa décision D-2007-12, la Régie demandait au Distributeur de soumettre, dans le cadre du dossier tarifaire 2008, une proposition sur la possibilité de raccourcir la période d'amortissement maximale, soit 10 ans, des actifs classés sous la rubrique « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisation corporelles et d'actifs incorporels » et d'indiquer les impacts sur son revenu requis, le cas échéant. Par ailleurs, dans sa décision D-2008-024, la Régie prenait acte du fait que le Distributeur devait travailler avec le Transporteur et que les résultats devaient être présentés lors du présent dossier tarifaire.

Le Distributeur propose donc de comptabiliser les « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels » à titre de charges lorsque les actifs cessent d'être utilisés. Ce traitement est conforme à la norme contenue au chapitre 3475 du Manuel de l'ICCA « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités ». De plus, il indique que les normes internationales IFRS restreindront l'application des pratiques réglementaires aux fins des états financiers statutaires et que la pratique proposée s'harmonise déjà aux

⁴⁰ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, phase 1, 21 mai 2003, page 85.

normes internationales IFRS. Il ajoute que la proposition permet de réaliser une économie de coûts de financement de 21,0 M\$ sur l'ensemble de la période 2009-2018.

Selon cette proposition, un montant de 126,4 M\$ est comptabilisé à titre d'amortissement en 2009 et se détaille comme suit : un solde cumulé au 31 décembre 2008 de 111,4 M\$ et des retraits d'actifs prévus en 2009 de 15,0 M\$.

Si la Régie maintenait l'application de la règle actuelle, la dépense d'amortissement et le rendement relatif aux actifs classés sous la rubrique « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels » s'élèveraient à 44,3 M\$. L'impact différentiel est donc de 82,1 M\$ sur le revenu requis de l'année 2009.

Solde cumulé au 31 décembre 2008

Le solde de 111,4 M\$ au 31 décembre 2008 provient des montants cumulés des années antérieures.

L'UMQ appuie la proposition du Distributeur de comptabiliser aux charges la somme de 111,4 M\$ en 2009. Considérant le contexte économique actuel, l'ACEF de Québec, l'AQCIE/CIFQ, le GRAME, OC et UC recommandent d'amortir cette somme sur trois ans selon la méthode linéaire. La FCEI considère qu'un amortissement de plus de un an serait acceptable.

La Régie tient compte du contexte de la présente demande tarifaire. Elle est d'avis qu'il est préférable d'amortir le plus rapidement possible le solde cumulé, afin d'éviter des coûts de financement additionnels. **Par conséquent, la Régie accepte la proposition du Distributeur de comptabiliser le solde cumulé au 31 décembre 2008 de 111,4 M\$ à titre de charges sur une seule année, soit en 2009.**

Années 2009 et suivantes

Les sorties d'actifs prévues en 2009 totalisent 15,0 M\$. Selon le Distributeur, le montant des retraits prévus lors des prochaines années est de l'ordre de 10 M\$ à 15 M\$. Il mentionne que sa proposition permet d'attribuer les coûts aux clients qui ont bénéficié des avantages rattachés aux actifs visés.

Le GRAME, OC et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur de comptabiliser à titre de charges dans l'année du retrait, les sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels.

L'AQCIE/CIFQ considère acceptable d'amortir en une seule année un montant de l'ordre de 15 M\$, mais dans le cas où les montants deviendraient plus importants, il propose que le montant des actifs à radier puisse être amorti sur un certain nombre d'années.

L'ACEF de Québec propose d'amortir linéairement sur une période d'au moins trois ans les actifs retirés et de réévaluer le bien-fondé de la période d'amortissement dans le futur. De plus, elle recommande d'assurer un contrôle strict des retraits, spécialement les retraits dont la valeur dépasse 10 M\$, en requérant leur justificatif.

UC s'oppose à l'adoption d'une nouvelle méthode comptable différente de celle autorisée dans la décision D-2003-93. Pour UC, une modification de traitement comptable reconnu par la Régie dans ses décisions antérieures ne peut se faire sans une étude sérieuse. Si la Régie désire accepter la demande du Distributeur, l'intervenante recommande de procéder, exceptionnellement, pour cette année, à l'amortissement complet du solde du compte. Elle demande à la Régie de préciser qu'il ne s'agit aucunement de l'approbation d'une nouvelle méthode comptable.

La Régie est d'avis que la proposition du Distributeur vise à imputer les coûts aux bonnes générations de clients. De plus, cette pratique comptable a pour effet d'éviter de rémunérer des actifs qui ne sont plus utiles à la distribution de l'électricité. La Régie note que le montant projeté de 15,0 M\$ correspond environ à la moyenne historique de cinq ans (2004-2008).

La Régie accepte la proposition du Distributeur de modifier la règle existante et de comptabiliser les sorties d'actifs à titre de charges dans l'année du retrait sous la rubrique « Amortissement relatif aux coûts nets liés aux sorties d'actifs ». Elle accepte aussi le montant projeté de 15,0 M\$ pour l'année témoin 2009.

3.1.4 RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations, tel que prévu à son plan quinquennal. Les résultats de cette révision sont connus à l'automne de chaque année, après la date de dépôt de la demande tarifaire.

En 2007, le résultat de l'exercice a amené des modifications de durées de vie utile pour les catégories suivantes : « Jeux de barres », « Plomberie », « Service d'eau potable » et « Système de contrôle d'accès et sécurité ». L'effet de cette révision entraîne une

augmentation du revenu requis d'environ 0,7 M\$ pour chacune des années 2009 et 2010 respectivement.

La Régie accepte les modifications effectuées par le Distributeur aux durées de vie utile de ses immobilisations.

3.1.5 NORMES INTERNATIONALES IFRS

Le Distributeur mentionne que le CNC a confirmé, le 13 février 2008, que le basculement complet aux normes internationales IFRS prendra effet pour les états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011, avec présentation des données comparatives pour l'exercice 2010. Le CNC propose que l'application des normes internationales IFRS soit obligatoire pour les entreprises publiques de type commercial, dont fait partie Hydro-Québec.

Hydro-Québec examine actuellement les enjeux du passage des normes comptables canadiennes aux normes internationales IFRS. Le principal enjeu pour le Distributeur réside dans la méthode d'amortissement à intérêts composés actuellement appliquée dans l'entreprise.

Quoique l'analyse de l'incidence du basculement sur l'ensemble des activités réglementées ne soit pas complétée, le Distributeur anticipe néanmoins que l'impact global sera considérable, autant pour ses propres coûts que pour les coûts de transport qui lui seront facturés par le Transporteur. Le Distributeur évalue présentement l'opportunité de :

- remplacer, dès 2010, la méthode d'amortissement des actifs (à intérêts composés) par la méthode à amortissement linéaire. À elle seule, cette modification engendrerait des coûts additionnels pour le Distributeur de l'ordre de 250 M\$ annuellement (incluant l'impact sur le calcul de la facture de transport de la charge locale évalué à près de 150 M\$);
- procéder, s'il y a lieu, en 2011, aux autres modifications découlant d'une meilleure harmonisation des pratiques réglementaires aux normes internationales IFRS.

Le Distributeur indique que le projet de changement de la méthode d'amortissement à intérêts composés en 2010, dont l'application devient rarissime dans l'industrie, constituera l'aboutissement d'une analyse entreprise il y a quelques années par Hydro-Québec.

Il souligne que le changement prévu n'a pas pour but l'harmonisation avec les normes internationales IFRS, bien que cette harmonisation en constitue une résultante. L'ICCA n'a pas donné son accord à une implantation anticipée des normes internationales IFRS avant 2011. Ainsi, toute modification de règle ou de méthode comptable d'ici 2011 se réfère au cadre normatif canadien⁴¹.

Le Distributeur mentionne qu'une méthode d'amortissement est liée à la consommation de l'avantage économique sur la durée d'utilité de l'actif. Les actifs du Distributeur fournissent des avantages économiques de façon généralement constante sur leur durée de vie utile. La méthode d'amortissement linéaire est celle reflétant le mieux le rythme attendu de consommation des avantages futurs. De plus, il indique que la méthode d'amortissement à intérêts composés n'est pas prévue dans la norme internationale IAS 16, donc, elle ne peut être utilisée. Hydro-Québec a obtenu une confirmation de ses vérificateurs externes⁴².

Selon l'ACEF de Québec, la méthode à intérêts composés présentement utilisée par le Distributeur et le Transporteur, n'est pas explicitement interdite par les normes canadiennes et internationales. Elle recommande de mieux justifier le lien entre l'amortissement et les avantages économiques futurs. De plus, elle est d'avis que le changement de méthode d'amortissement, tout comme les révisions des estimations comptables, devraient s'appliquer rétroactivement.

L'AQCIE/CIFQ se questionne sur l'à-propos d'appliquer ce changement au dossier tarifaire 2010 et sur la possibilité d'utiliser des modalités de transition.

UC n'est pas favorable à une telle demande dans le contexte économique actuel. Toutefois, si la Régie décidait de procéder à l'étude d'une telle demande, elle recommande que les dossiers du Distributeur et du Transporteur soient entendus conjointement et que ce dossier comporte un examen détaillé de toutes les implications réglementaires découlant de l'application éventuelle des nouvelles normes comptables par le Distributeur et le Transporteur, incluant les implications de la méthode d'amortissement linéaire.

En audience, le Distributeur indique qu'il serait préférable qu'il n'y ait qu'une seule formation et une seule décision sur ce sujet⁴³.

⁴¹ Pièce B-23-HQD-17, document 1, pages 5 et 6.

⁴² Pièce B-9, HQD-16, document 1, page 7.

⁴³ Pièce A-18-1-Notes sténographique (NS) du 1^{er} décembre 2008, page 106.

La Régie prend acte du fait que le Distributeur poursuit sa réflexion sur le remplacement de la méthode d'amortissement et qu'il ne demande à la Régie aucune décision à ce sujet.

Par ailleurs, la Régie ne connaît pas encore l'ampleur ni la teneur exacte des exigences qui découleront de l'adoption des normes internationales IFRS pour les entreprises réglementées. Elle note toutefois que celles-ci doivent entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2011. La Régie souhaite amorcer, lors d'un prochain dossier, l'examen des implications pour Hydro-Québec de l'adoption de ces nouvelles normes comptables.

À cet égard, la Régie demande au Distributeur de coordonner ses démarches avec le Transporteur en vue de la présentation de ces changements. De cette façon, elle sera en mesure de prendre en compte l'ensemble des impacts qui pourraient affecter les tarifs du Transporteur et, ultimement, ceux du Distributeur. La Régie favorisera d'autant plus cette approche si, comme le laisse entendre le Distributeur, Hydro-Québec souhaite apporter à ses méthodes comptables des changements qui entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2010. Sans lien de quelque façon que ce soit la ou les formations de la Régie qui seront saisies de demandes à cet égard, il pourrait s'avérer opportun que cela soit traité dans le cadre d'une seule demande générique selon l'article 32 de la Loi.

La Régie souhaite que lui soient présentés, à cette occasion, entre autres, la liste des enjeux, les impacts sur le revenu requis de chaque entité et la date souhaitée de mise en vigueur des changements.

Étant donné le caractère technique du sujet, la Régie demande au Distributeur de présenter préalablement sa proposition en séance de travail et d'y inviter le Transporteur.

3.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Pour l'année 2009, le Distributeur prévoit des ventes de 170,7 TWh (selon la révision d'avril 2008), soit une augmentation de 1,2 TWh par rapport à l'année 2008. À ce volume de ventes, s'ajoutent notamment les pertes de transport et de distribution, pour des besoins anticipés de 183,7 TWh.

Dans le cadre de la préparation de ses prévisions, le Distributeur ajuste les ventes réelles historiques pour les faire correspondre aux ventes qu'il aurait conclues à des conditions climatiques normales. Cette normalisation permet une meilleure appréciation de la prévision

et de son évolution. Après normalisation des ventes de l'année de base 2008 (janvier à avril), la croissance prévue entre 2008 et 2009 atteint 750 GWh⁴⁴.

L'évolution anticipée des ventes pour l'année 2009 est résumée ci-dessous⁴⁵.

Tarif D. La croissance des ventes prévues de 545 GWh (460 GWh après normalisation pour les conditions climatiques et correction de l'effet de l'année bissextile) résulte principalement des mises en chantier résidentielles.

Tarifs G et M. La croissance prévue atteint 213 GWh (230 GWh après normalisation et correction de l'effet de l'année bissextile) et s'explique par l'évolution prévue des paramètres démographiques et économiques ainsi que par une amélioration de la position concurrentielle de l'électricité.

Tarif L. Le Distributeur prévoit une diminution des ventes de 833 GWh (750 GWh après normalisation et correction de l'effet de l'année bissextile) en raison du contexte économique difficile affectant la demande manufacturière.

Contrats spéciaux. La croissance prévue par le Distributeur atteint 1 271 GWh (1 343 GWh après correction de l'effet de l'année bissextile) et résulte des nouveaux blocs de puissance accordés à Alcoa, des investissements en cours chez QIT Fer et Titane ainsi que de la situation hydraulique favorable chez Rio Tinto Alcan.

À compter de 2007, le Distributeur a changé sa définition de la normale climatique. Dans le présent dossier tarifaire, la FCEI « *recommande que le Distributeur mette à jour la normalisation de ses ventes passées afin qu'elles soient comparables à celle [sic] normalisées depuis l'entrée en vigueur de la nouvelle normale climatique, et qu'il mette ces résultats à la disposition des intervenants* »⁴⁶.

Pour la Régie, l'utilisation d'une même normale climatique facilite l'étude de l'évolution des ventes historiques et, conséquemment, de la prévision de la demande. Toutefois, selon la Régie, les trois années historiques réelles exigées dans le Guide de dépôt⁴⁷ sont généralement suffisantes pour l'étude d'un dossier tarifaire.

⁴⁴ Pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 12 et 13.

⁴⁵ Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 8 et 9.

⁴⁶ Pièce C-10-5-FCEI, pages 10 et 11.

⁴⁷ Guide de dépôt pour le Distributeur, mai 2008.

La Régie demande au Distributeur d'ajouter, lors de son prochain dossier tarifaire, la présentation des ventes de 2006 normalisées selon la nouvelle normale climatique, sous la forme du tableau A1 à la page 23 de la pièce B-1 HQD-2, document 1.

En audience, le Distributeur informe la Régie que la prévision des ventes de l'année témoin 2009 a été réévaluée à la baisse de 2 TWh depuis le dépôt du présent dossier tarifaire.

Pour la Régie, cette diminution de la prévision des ventes de l'année témoin n'est pas exceptionnelle au point de justifier une mise à jour du dossier. Elle note que les aléas de la demande et de la température pourraient modifier substantiellement les quantités vendues en cours d'année.

S.É./AQLPA recommande à la Régie d'accepter les prévisions du Distributeur pour 2009, en tenant compte des divers commentaires formulés dans le rapport de son expert. Parmi ces commentaires, la Régie note que l'expert conclut à un biais pour les variables « Population » et « Mises en chantier ».

Comme la prévision des ventes d'avril 2008, utilisée pour établir les tarifs de l'année témoin, n'est pas remise en cause de façon importante, la Régie juge que la question de la présence de biais dans la prévision des « Mises en chantier » et de la « Population » devrait plutôt être abordée dans le cadre d'un Plan d'approvisionnement, où la prévision de la demande à long terme est étudiée.

La Régie est satisfaite de la prévision de la demande soumise par le Distributeur. Elle utilise donc ces données aux fins d'établissement des tarifs pour l'année tarifaire 2009.

3.3 COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Les coûts d'approvisionnement du Distributeur passent de 4 979,6 M\$, autorisés en 2008, à 4 982,4 M\$ en 2009, soit une hausse de 2,8 M\$ (0,1 %). Cette hausse s'explique principalement par une augmentation résultant de l'ajustement des contrats spéciaux de 104,8 M\$, atténuée par une diminution des achats d'électricité postpatrimoniale de 68,6 M\$ et une augmentation du solde créditeur du compte de *pass-on* de 29,9 M\$.

TABLEAU 2
COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

<i>(en M\$)</i>	<i>2007 (réel)</i>	<i>2008 (D-2008-024)</i>	<i>2008 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2009 (projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008 (D-2008-024)</i>	
Électricité patrimoniale	4 609,4	4 603,5	4 611,3	4 603,5	0,0	0,0 %
Électricité postpatrimoniale	602,6	555,9	358,9	487,3	(68,6)	(12,3 %)
Tarifs de gestion et énergie de secours	7,8	0,5	2,4	1,2	0,7	140,0 %
Ajustement livré-facturé 2006 et entente cadre 2006	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustement de l'entente cadre 2007	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(54,0)	(124,8)	(139,8)	(20,0)	104,8	(84,0 %)
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité postpatrimoniale	(179,5)	(59,7)	35,6	(89,6)	(29,9)	(50,1 %)
Compte de frais reportés pour l'électricité interruptible	(2,9)	4,2	4,2	0,0	(4,2)	(100,0 %)
Total	4 985,7	4 979,6	4 875,3	4 982,4	2,8	0,1 %

Sources : Pièce B-1- HQD-7, document 2, page 3; pièce B-1- HQD-6, document 1, page 4

La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les coûts d'approvisionnement.

3.3.1 SOLDE DU COMPTE DE *PASS-ON*

Le Distributeur demande à la Régie de refléter le solde créditeur de 89,6 M\$ du compte de *pass-on* 2006, 2007 et 2008 dans son revenu requis de 2009, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 3
DÉTAIL DU SOLDE DU COMPTE DE *PASS-ON* POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2009

<i>(en M\$)</i>	<i>Compte de pass-on</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Intérêts</i>	<i>Total</i>
2006	0,0	(5,2)	(1,1)	(6,3)
2007	0,0	11,1	0,9	12,0
2008	(97,7)	2,4	0,0	(95,3)
Total	(97,7)	8,3	(0,2)	(89,6)

Source : Extrait de la pièce B-1- HQD-9, document 1, page 13

Le Distributeur inscrit, dans son coût d'approvisionnement de 2009, l'ajustement du facturé/livré du compte de *pass-on* 2006, pour un montant créditeur de 6,3 M\$, incluant les intérêts, ainsi que la différence entre l'écart présenté au dossier tarifaire R-3644-2007 du compte de *pass-on* 2007 et les données réelles au 31 décembre 2007, pour un montant de 12,0 M\$ incluant les intérêts.

Il inscrit également le compte de *pass-on* prévu pour l'année 2008 sur la base de quatre mois d'écarts réels et huit mois projetés, pour un montant créditeur de 95,3 M\$. Le compte de *pass-on* 2008 inclut un montant débiteur de 2,4 M\$ d'ajustement relatif à l'entendre cadre de l'année réelle 2007, comptabilisé en 2008. Les données finales de l'entente cadre sont connues seulement après la fin de l'année réelle, ce qui fait en sorte que ce montant est comptabilisé l'année subséquente.

La Régie reconnaît le solde créditeur du compte de *pass-on* de 89,6 M\$ pour l'année témoin 2009. L'établissement des comptes de *pass-on* 2006, 2007 et 2008 est conforme aux décisions antérieures.

Le Distributeur indique qu'aucun traitement réglementaire spécifique ou différent des autres contrats d'approvisionnement n'est appliqué eu égard aux conventions conclues entre le Distributeur et le Producteur, modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité pour les livraisons en base de 350 MW et pour les livraisons cyclables de 250 MW⁴⁸. Il souligne que la prise en compte des écarts liés au report de 1,9 TWh d'énergie associée aux contrats avec le Producteur dans le compte de *pass-on* s'effectue selon les mêmes modalités de calcul approuvées par la Régie dans ses décisions antérieures. L'estimation du compte de *pass-on* 2008 correspond à la totalité des écarts.

La Régie accepte le traitement réglementaire présenté par le Distributeur selon lequel les conventions modifiant les contrats d'approvisionnement entre le Distributeur et le Producteur doivent être traitées selon les mêmes modalités que celles du compte de *pass-on*.

3.3.2 INDICATEURS DE SUIVI (ANNÉE 2007)

Le Distributeur présente les indicateurs de suivi de sa gestion des approvisionnements pour l'année 2007. En suivi de la décision D-2008-024, il précise sa comparaison du coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et du prix de marché, en isolant notamment la

⁴⁸ Décision D-2008-076, dossier R-3648-2007, 26 mai 2008, page 4.

composante « Court terme » de ses achats⁴⁹. La Régie note que le Distributeur ajoute intégralement le coût de l'entente cadre à l'indicateur de marché.

La Régie juge que l'opportunité de reconnaître intégralement le coût des dépassements liés à l'entente cadre dans l'indicateur de marché doit être évaluée au cas par cas, puisque le Distributeur exerce un certain contrôle sur l'ampleur du recours à l'entente cadre :

« C'est quand même une source d'approvisionnement, même si on en fait [...] on n'en abuse pas parce qu'on va toujours faire en sorte d'acheter pour éviter de dépasser, mais on ne peut pas faire abstraction de ça dans le coût des approvisionnements. »⁵⁰
(nos soulignés)

La Régie est satisfaite de la précision apportée aux indicateurs « Coût unitaire moyen » et « Prix de marché », liés aux approvisionnements postpatrimoniaux. Elle considère qu'ils pourraient éventuellement être modifiés en fonction des conditions de marché.

Le coût total moyen des approvisionnements postpatrimoniaux a été de 82,55 \$/MWh en 2007, ce qui est inférieur à l'indicateur de marché basé sur le marché DAM de la zone HQ du NYISO (85,23 \$/MWh).

Toutefois, la composante « Achats de court terme » des approvisionnements postpatrimoniaux fait état d'un coût moyen supérieur à l'indicateur de marché (98,07 \$/MWh contre 95,11 \$/MWh). Selon le Distributeur, ce fait « *peut s'expliquer, d'une part, par l'exercice, au début de l'année 2007, de l'option de réduction des quantités associées aux contrats flexibles et, d'autre part, au recours à l'option d'électricité interruptible et à la réalisation d'importants achats en décembre 2007 pour éviter des dépassements durant les 300 plus importantes contributions (donc à 300 \$/MWh)* »⁵¹.

La Régie note que l'électricité postpatrimoniale inutilisée a été nulle en 2007. À cet effet, le Distributeur mentionne que « *[l]es reventes effectuées ont contribué à l'atteinte de ce résultat. Des températures plus froides que la normale ont également aidé à cet égard* ».

Le recours à l'entente cadre a, quant à lui, atteint 192,5 GWh, portant le coût total des dépassements à 15,7 M\$. Le Distributeur explique qu'il a « *dû composer avec une réalité*

⁴⁹ Pièce B-1-HQD-2, document 2, pages 11 à 15.

⁵⁰ Pièce A-18-1-NS du 1^{er} décembre 2008, page 206.

⁵¹ Pièce B-1-HQD-2, document 2, pages 13 et 14.

climatique, soit un hiver froid et persistant en début d'année et des besoins supplémentaires en fin d'année »⁵².

Enfin, l'indicateur « Succès des appels d'offres », mesuré par le nombre de soumissionnaires, permet d'évaluer la capacité du Distributeur de susciter la concurrence entre les contreparties, afin de bénéficier des meilleurs prix. Pour la revente effectuée en 2007, le Distributeur constate une bonne participation aux appels d'offres réalisés au cours du mois de mars et un essoufflement de la participation par la suite.

Lors des prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur de poursuivre la présentation des indicateurs de suivi de gestion des approvisionnements et de documenter, au besoin, les modifications qui y seraient apportées.

3.3.3 REVENTE

À la demande de la Régie dans la décision D-2008-024, le Distributeur présente le compte rendu complet de ses activités de revente pour l'année 2007.

La Régie prend acte de ce dépôt et note l'affirmation suivante faite par le Distributeur en réponse à une demande de renseignements :

« À titre illustratif, selon l'hypothèse retenue dans le dossier R-3673-2008, le Distributeur récupère 90 % des coûts de réservation. Si on applique directement cette récupération aux coûts présentés au tableau 4, le revenu moyen total serait de 55,95 \$/MWh au lieu de 48,95 \$/MWh. »⁵³

En comparaison, le coût moyen des contrats de base et cyclable, conclus entre le Distributeur et le Producteur, était respectivement de 49,1 \$/MWh et 54,9 \$/MWh en 2007⁵⁴.

Par ailleurs, la Régie a présenté certaines conclusions dans la décision D-2008-024 à l'égard de la revente. Elle note aussi que le Distributeur en était à ses débuts, en 2007, pour la revente d'une quantité importante d'énergie.

⁵² Pièce B-1-HQD-2, document 2, pages 13 et 15; pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 21 et 22.

⁵³ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 23.

⁵⁴ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 25.

3.3.4 COÛT DE SUSPENSION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

Dans le calcul des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux, le Distributeur affirme ne pas avoir tenu compte de la possibilité pour TCE de réduire son volume souscrit au cours de 2008 et 2009. Par ailleurs, il précise :

« Le Distributeur estime à 0,5 M\$, pour 2009, la réduction des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux due à la possible réduction du volume souscrit.

Pour 2008, le Distributeur était d'avis que TCE ne pouvait se prévaloir de la clause 5.1 des tarifs de distribution D3 et D4 (clause 7.3.5 dans le nouveau texte des tarifs) étant donné que la décision de suspendre la production de la centrale a été prise en toute fin d'année. »⁵⁵

De fait, le Distributeur réalise, à la lecture de la décision D-2008-114⁵⁶, que l'interprétation de la Régie est que le texte des Tarifs de Gaz Métro avait préséance sur le contrat et que TCE aurait pu se prévaloir d'une réduction de 10 % de son volume souscrit de distribution de gaz pour l'année 2008 et de 10 % pour l'année 2009⁵⁷.

Selon le Distributeur, comme cette décision a été rendue en septembre 2008, TCE ne pouvait demander une réduction du volume souscrit pour l'année 2008. Il souligne cependant que la demande a été faite pour l'année 2009.

Le 8 décembre 2008, la Régie déposait en preuve une lettre du Distributeur l'informant que « le représentant de TransCanada Energy a confirmé que Gaz Métro avait signé un avenant au contrat afin de modifier le volume souscrit à compter du 1^{er} janvier 2009 »⁵⁸.

La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur à l'égard de l'absence de réduction du volume souscrit en 2008. Lors du prochain dossier tarifaire, elle demande que le revenu requis soit ajusté d'un montant reflétant la diminution de 10 % du volume souscrit de TCE en 2009, en tenant compte des nouveaux tarifs de Gaz Métro. Elle demande également le dépôt des calculs détaillés de ce montant.

⁵⁵ Pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 27 et 28.

⁵⁶ Décision D-2008-114, dossier R-3673-2008, 10 septembre 2008.

⁵⁷ Pièce B-9-HQD-17, document 1, page 21.

⁵⁸ Pièce A-23, lettre du Distributeur, 27 novembre 2008, dossier R-3673-2008.

3.3.5 AUTRES ÉLÉMENTS

EBMI formule quelques recommandations liées à la gestion des approvisionnements du Distributeur.

Entre autres, elle recommande que le Distributeur soumette des analyses économiques justifiant ses décisions de différer ou revendre l'énergie⁵⁹.

La Régie rappelle la décision rendue en audience :

« La question de la justification, à l'appui des quantités différées, est pertinente et pourrait être considérée pour le prochain dossier tarifaire en août deux mille neuf (2009). »⁶⁰

La Régie considère que la justification du choix de différer ou non l'énergie peut se faire de différentes façons et ne nécessite pas le dépôt d'études économiques ou de rentabilité lors de chacun des dossiers tarifaires.

EBMI recommande également que le Distributeur rende publiques les quantités d'énergie différée dès que sa décision est prise, de façon à éviter d'avantager un joueur, le Producteur, sur les marchés de gros⁶¹.

La Régie souligne qu'elle n'a pas besoin, dans le contexte du dossier tarifaire, d'obtenir ces informations en temps réel. Il s'agit plutôt d'informations qui peuvent lui être utiles lorsqu'elle apprécie *à posteriori* la gestion des approvisionnements du Distributeur.

La Régie ne retient pas cette proposition de l'intervenante.

Enfin, EBMI *« soumet que dans le cadre du présent dossier tarifaire et dans les dossiers tarifaires à venir, le Distributeur devrait fournir le compte-rendu détaillé de sa gestion des surplus comme, par exemple, fournir le détail précis de ses activités de revente [...] »⁶²*. En audience, elle précise le format souhaité du compte-rendu⁶³.

⁵⁹ Pièce A-18-9-NS du 12 décembre 2008, pages 216 et 217.

⁶⁰ Pièce A-18-2-NS du 2 décembre 2008, page 11.

⁶¹ Pièce A-18-9-NS du 12 décembre 2008, pages 219 et 220.

⁶² Pièce C-9-5-EBMI, page 3.

⁶³ Pièce A-18-9-NS du 12 décembre 2008, pages 218 et 219.

La preuve ne démontre pas qu'il soit nécessaire de systématiser le compte-rendu détaillé des activités de revente, tel que demandé par EBMI. La Régie évaluera au cas par cas le détail de l'information nécessaire, notamment dans le cadre des dossiers tarifaires.

3.4 COÛTS DE TRANSPORT

Les coûts de transport présentés par le Distributeur sont évalués à 2 724,5 M\$ pour 2009, tel qu'indiqué au tableau suivant.

TABLEAU 4
COÛTS DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2007 (réel)</i>	<i>2008 (D-2008-024)</i>	<i>2008 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2009 (projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008 (D-2008-024)</i>	
Charge locale	2 483,0	2 525,8	2 525,8	2 622,2	96,4	3,8 %
Compte de frais reportés 2005-2006	70,0	183,9	183,9	101,6	(82,3)	(44,8 %)
Compte de frais reportés 2007	0,0	58,9	58,9	0,0	(58,9)	(100,0 %)
Compte de frais reportés 2008	0,0	0,0	0,0	2,9	2,9	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2007	0,0	(41,3)	(41,3)	(8,5)	32,8	(79,4 %)
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2008	0,0	0,0	0,0	6,3	6,3	
Total	2 553,0	2 727,3	2 727,3	2 724,5	(2,8)	(0,1 %)

Source : Pièce B-1-HQD-6, document 1, page 4

Tarif de transport estimé

La Régie estime à 2 575 M\$ le coût de transport de la charge locale, soit 47,2 M\$ de moins que prévu dans la demande. Ce montant découle de la décision D-2009-015⁶⁴.

La décision D-2008-024⁶⁵ permet que, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, tout ajustement de la facture de la charge locale sera reflété au revenu requis de l'année témoin du Distributeur.

⁶⁴ Décision D-2009-015, dossier R-3669-2008, 5 mars 2009.

⁶⁵ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, pages 18 et 19.

La Régie demande au Distributeur d'ajuster le tarif de transport pour l'année témoin 2009 à un montant estimé de 2 575 M\$.

Disposition du compte de frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006

Dans sa décision D-2007-12⁶⁶, la Régie invitait le Distributeur à adopter les mesures nécessaires pour récupérer, le plus rapidement possible, le solde du compte de frais reportés de transport des années 2005 et 2006 dans le coût de service. La Régie demandait au Distributeur d'appliquer, entre autres, tout solde créditeur du compte de *pass-on* prioritairement en réduction du solde débiteur du compte de frais reportés des coûts de transport.

Le solde du compte de frais reportés au 31 décembre 2008 se chiffre à 101,6 M\$ relativement aux écarts des années 2005 et 2006. Les écarts du compte de *pass-on* relatifs aux coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux sont estimés quant à eux à -95,3 M\$ pour l'année 2008. Conformément à la décision D-2007-12, le Distributeur applique en 2009 le solde créditeur du compte de *pass-on* à l'encontre du solde du compte de frais reportés de transport. Le Distributeur propose d'amortir en 2009 le solde restant de 6,3 M\$. Cela dispose du solde de frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006.

La FCEI, le GRAME et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur.

La Régie accepte la proposition du Distributeur d'intégrer le solde du compte de frais reportés de 101,6 M\$ aux charges de l'année témoin 2009.

Compte de frais reportés 2008

Le Distributeur demande la prise en compte des frais reportés relatifs à l'année 2008 pour un montant de 2,9 M\$ dans le revenu requis de l'année témoin 2009. À la suite de la décision finale de la Régie sur les tarifs du Transporteur⁶⁷, le coût du service de transport pour la charge locale est passé de 2 525,8 M\$ à 2 528,6 M\$, générant un écart de 2,8 M\$ non reflété aux tarifs 2008 du Distributeur. Cet écart résiduel, additionné des intérêts de 0,1 M\$, est comptabilisé en 2008 hors base de tarification et pris en compte dans les revenus requis de l'année témoin 2009.

⁶⁶ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 20.

⁶⁷ Décision D-2008-027, dossier R-3640-2007, 29 février 2008, page 5.

La Régie accepte l'inclusion de cette somme de 2,9 M\$ au revenu requis de l'année témoin 2009.

Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur

Dans sa décision D-2008-024⁶⁸, la Régie acceptait les modalités de prise en compte de l'ajustement au titre des revenus de point à point du Transporteur, soit de constater, dans le revenu requis d'une année témoin donnée, l'ajustement sur la base d'une estimation du Transporteur comprenant quatre mois de données réelles. De plus, elle acceptait que tout écart entre l'ajustement estimé sur cette base réelle/projetée et l'ajustement calculé sur la base des données réelles de l'année visée soit porté au compte de frais reportés de transport, qu'il porte intérêt au taux autorisé applicable à la base de tarification et qu'il soit pris en compte intégralement dans le revenu requis du deuxième exercice subséquent.

Le Distributeur demande de porter en réduction du coût de service de transport de l'année témoin 2009 un montant de 8,5 M\$ provenant du compte de frais reportés relatif aux ajustements de l'année 2007. Le Transporteur révèle un écart entre les données projetées et les données réelles de 8,3 M\$, dont 7,9 M\$ revient à la charge locale, additionné des intérêts de 0,6 M\$.

Le Distributeur demande également d'intégrer au coût de service de l'année témoin 2009 un montant de 6,3 M\$ pour l'ajustement relatif aux revenus de point à point de l'année 2008. L'écart de ces revenus, estimé par le Transporteur sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés, est de 6,7 M\$, dont une part de 6,3 M\$ est attribuée à la charge locale.

La Régie accepte que les coûts de transport de l'année témoin 2009 prennent en compte les montants de -8,5 M\$ et de 6,3 M\$ provenant respectivement des ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur des années 2007 et 2008. Ce traitement réglementaire respecte la décision D-2008-024.

3.5 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SERVICE À LA CLIENTÈLE

Les « Coûts de Distribution et de SALC » se composent des postes suivants :

- Charges d'exploitation;
- Autres charges;
- Coût du capital.

⁶⁸ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, pages 17 à 19.

Ces charges totalisent 2 954,6 M\$ et sont en hausse de 119,5 M\$ (4,2 %) par rapport au montant autorisé pour 2008.

TABLEAU 5
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2007 (réel)</i>	<i>2008 (D-2008-024)</i>	<i>2008 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2009 (projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008 (D-2008-024)</i>	
Charges d'exploitation	1 206,5	1 251,6	1 237,1	1 262,1	10,5	0,8 %
Autres charges	748,4	800,9	804,8	961,4	160,5	20,0 %
Coût du capital	771,8	782,6	768,0	731,1	(51,5)	(6,6 %)
Total	2 726,7	2 835,1	2 809,9	2 954,6	119,5	4,2 %

Sources : Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 6; pièce B-40-HQD-10, document 3, pages 3 et 7

3.5.1 CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation passent d'un montant autorisé de 1 251,6 M\$ en 2008 à 1 262,1 M\$ en 2009, soit une hausse de 10,5 M\$ (0,8 %).

TABLEAU 6
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2007 (réel)</i>	<i>2008 (D-2008-024)</i>	<i>2008 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2009 (projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008 (D-2008-024)</i>	
Charges brutes directes	1 126,1	1 138,0	1 120,7	1 141,4	3,4	0,3 %
Masse salariale	790,9	783,2	760,3	775,6	(7,6)	(1,0 %)
Autres charges directes	335,2	354,8	360,4	365,8	11,0	3,1 %
Charges de services partagés	389,1	412,6	407,5	424,6	12,0	2,9 %
Coûts capitalisés	(344,7)	(339,9)	(332,6)	(345,8)	(5,9)	1,7 %
Frais corporatifs	36,0	40,9	41,5	41,9	1,0	2,4 %
Total	1 206,5	1 251,6	1 237,1	1 262,1	10,5	0,8 %

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 6

3.5.1.1 Approche globale

Selon le Distributeur, cette croissance de 10,5 M\$ est attribuable, d'une part, à la hausse des activités, excluant les éléments spécifiques, pour un montant de 33,7 M\$ (3,0 %) et, d'autre part, à une diminution de 23,2 M\$ (-16,0 %) des éléments spécifiques hors de son contrôle ou ponctuels.

TABLEAU 7
ACTIVITÉS DU DISTRIBUTEUR ET ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2007 (réel)</i>	<i>2008 (D-2008-024)</i>	<i>2008 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2009 (projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008 (D-2008-024)</i>	
Activités du Distributeur, excluant les éléments spécifiques	1 074,5	1 107,0	1 105,9	1 140,7	33,7	3,0 %
Éléments spécifiques	132,0	144,6	131,2	121,4	(23,2)	(16,0 %)
Total	1 206,5	1 251,6	1 237,1	1 262,1	10,5	0,8 %

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 7

Activités du Distributeur excluant les éléments spécifiques

La hausse de 33,7 M\$ (3,0 %) des charges sous son contrôle s'explique essentiellement par :

- un facteur de progression combiné de 2,5 %, soit un facteur de progression de 3,0 % pour la masse salariale et de 2,0 % pour les autres charges (25,6 M\$); et
- des éléments de conciliation de 5,7 M\$ (rendement des fournisseurs, frais corporatifs et récupération des coûts).

Le Distributeur considère globalement sa cible des charges d'exploitation pour 2009 comme un défi de taille à relever. Ce défi consiste à matérialiser, de façon récurrente, les gains d'efficacité de 10 M\$, ainsi que le maintien des mesures de resserrement de 30 M\$, totalisant 40 M\$, auxquels s'ajoute un montant de 11 M\$ en 2009, et ce, tout en visant à ne pas compromettre la qualité de service aux clients.

Éléments spécifiques

Le Distributeur présente, au tableau suivant, le détail des éléments spécifiques de 121,4 M\$ pour l'année témoin 2009.

TABLEAU 8
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DES CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2007 (réel)</i>	<i>2008 (D-2008-024)</i>	<i>2008 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2009 (projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008 (D-2008-024)</i>	
Coût de retraite	98,3	84,1	62,8	57,2	(26,9)	(32,0 %)
Automatisation du réseau	3,4	6,2	6,2	6,8	0,6	9,7 %
Alimentation des clients de la région de Schefferville	6,5	8,2	8,2	9,4	1,2	14,6 %
Maîtrise de la végétation ⁽¹⁾	6,3	12,5	12,5	17,8	5,3	42,4 %
Stabilisation post projet SIC	17,5	25,0	25,0	0,0	(25,0)	(100,0 %)
Projet pilote TDT (Projet tarifaire heure juste)		5,8	5,8	0,3	(5,5)	(94,8 %)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu		2,8	2,8	5,5	2,7	96,4 %
Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie			5,2	6,5	6,5	
Inspection et retraitement des poteaux de bois				3,3	3,3	
Gestion des cours d'entreposage de poteaux				2,5	2,5	
Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils				4,0	4,0	
Mesures de sécurité cybernétique			2,7	8,1	8,1	
Total	132,0	144,6	131,2	121,4	(23,2)	(16,0 %)

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 11

Note : ⁽¹⁾ Correspond aux coûts additionnels de maîtrise de la végétation par rapport au budget 2006.

La baisse des éléments spécifiques de 23,2 M\$ (-16,0 %) s'explique principalement par :

- une diminution du coût de retraite s'appuyant sur des évaluations actuarielles (-26,9 M\$);
- la stabilisation post projet SIC complétée en 2008 (-25,0 M\$);
- le projet pilote TDT démarré en 2008 (-5,5 M\$).

Cette baisse est compensée, en partie, par :

- une hausse des coûts reliés à la maîtrise de la végétation de 5,3 M\$;
- un ajout de nouveaux projets totalisant 24,4 M\$, soit :
 - programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie,
 - inspection et retraitement des poteaux de bois,
 - gestion des cours d'entreposage de poteaux,
 - entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils, et
 - quote-part du programme corporatif de mesures de sécurité cybernétique.

Ces projets sont décrits ci-après.

Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie

Le Distributeur indique qu'à la suite de l'identification d'un important réseau organisé de vol d'énergie, il a entrepris, en 2008, en lien avec la direction principale Sécurité industrielle d'Hydro-Québec, un projet visant à contrer et à prévenir le type de subtilisation d'énergie identifié. Ainsi, le Distributeur prévoit un montant de 6,5 M\$ en 2009, dont 5,4 M\$ en coûts de projet et 1,1 M\$ en mauvaises créances. Il souligne que les coûts additionnels associés à cette démarche sont compensés par une augmentation essentiellement équivalente des revenus de subtilisation d'énergie de 6,1 M\$ (voir section 3.6). Le Distributeur prévoit que les revenus additionnels générés par ce programme excéderont les coûts totaux encourus.

Inspection et retraitement des poteaux de bois

Le Distributeur mentionne que la mise en œuvre d'une activité systématique d'inspection et de retraitement des poteaux permettra de prolonger la durée de vie utile des structures et ainsi réduire le taux de renouvellement à long terme du réseau. Des coûts totalisant 3,3 M\$ sont prévus à cet effet en 2009, afin de définir et de mettre en place les processus nécessaires à la réalisation de l'activité et d'amorcer les travaux d'inspection et de retraitement. La mise en place de cette activité devrait, à terme, se traduire par une diminution des investissements et des charges d'amortissement.

La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2011, une évaluation de la performance de la méthode d'inspection et de retraitement des poteaux mise en œuvre en 2009.

Gestion des cours d'entreposage de poteaux

Le Distributeur souligne qu'en 2007, le MDDEP a émis des encadrements sur la gestion du bois traité. Hydro-Québec a entrepris des discussions avec le MDDEP afin de convenir des mesures requises afin de se conformer aux nouvelles exigences. Un montant de 2,5 M\$ a été prévu en 2009 pour réaliser des essais pilotes sur l'aménagement et la modification des équipements des cours d'entreposage de poteaux. Les résultats permettront de préciser les travaux à réaliser, de même que les coûts et l'échéancier s'y rattachant.

La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un état d'avancement des projets pilotes des cours d'entreposage des poteaux.

Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils

Tel qu'il l'avait annoncé lors du dossier tarifaire R-3644-2007, le Distributeur poursuit son analyse de l'état des ouvrages civils. Des coûts totalisant 4,0 M\$ sont prévus en 2009 pour documenter et évaluer l'ampleur des travaux à venir. Le Distributeur souhaite implanter un programme systématique de maintenance préventive des ouvrages civils.

La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un état d'avancement des activités ayant pour but de documenter et d'évaluer l'ampleur des travaux de maintenance préventive des ouvrages civils.

Mesures de sécurité cybernétique

Au cours des dernières années, les infrastructures et les systèmes d'information des différentes grandes organisations ont connu des incidents reliés à la sécurité. Les coûts et les conséquences de ces menaces sont importants pour les organisations de grande envergure comme Hydro-Québec et ont une forte probabilité d'augmenter avec les années. Hydro-Québec a donc jugé nécessaire d'accroître ses efforts associés à la sécurité cybernétique, dès 2008. Ainsi, le Distributeur prévoit des charges de 8,1 M\$ en 2009 découlant de ce programme corporatif, dont 7,4 M\$ seront assumés par le biais de la facturation interne des services partagés en provenance du Groupe Technologie.

3.5.1.2 Approche spécifique

La Régie analyse l'évolution des charges d'exploitation dans une perspective globale. Elle accorde également une attention particulière aux justifications spécifiques présentées à l'appui de la croissance des charges d'exploitation entre le montant autorisé en 2008 et celui demandé pour 2009.

Charges brutes directes

Les charges brutes directes se composent de la masse salariale et des autres charges directes.

Masse salariale

La masse salariale s'établit à 775,6 M\$, en baisse de 7,6 M\$ (-1,0 %) par rapport au montant autorisé en 2008. Cette baisse s'explique par une diminution des charges relatives aux avantages sociaux (-21,7 M\$) atténuée principalement par l'augmentation des salaires (12,0 M\$).

Les charges relatives aux avantages sociaux passent de 183,7 M\$ autorisés en 2008 à 162,0 M\$ en 2009, soit une baisse de 21,7 M\$ (-11,8 %). Cette baisse s'explique par une diminution du coût de retraite de 27,0 M\$, en raison de la hausse du taux d'actualisation appliqué au passif actuariel, lequel est fondé sur les taux d'intérêt pour les obligations corporatives, ainsi que par la révision de l'hypothèse d'inflation à long terme, qui passe de 2,25 % en 2007 à 2,0 % pour 2008 et les années suivantes. Le Distributeur rappelle que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles. Cette baisse est atténuée par une augmentation de 5,8 M\$ des avantages sociaux composés des régimes étatiques et d'assurances.

L'AQCIE/CIFQ souligne que le coût de retraite est hautement volatile et hors du contrôle du Distributeur à court terme. Ainsi, le Distributeur peut voir son bénéfice annuel affecté tant positivement que négativement. Les consommateurs peuvent donc se retrouver à payer en trop ou pas assez pour cet élément. L'AQCIE/CIFQ recommande de créer un compte d'écart qui devrait inclure l'ensemble des coûts de retraite. Ce compte devrait être amorti sur une période de une année suivant sa réalisation. L'ACEF de Québec abonde dans le même sens.

Le Distributeur n'est pas favorable à la création d'un compte de frais reportés pour les coûts de retraite. Il considère que cette charge de retraite relève de sa gestion de la masse salariale.

La Régie ne retient pas la proposition des intervenants. Les variations positives ou négatives des prévisions budgétaires du Distributeur relatives au coût de retraite font partie des aléas et risques du Distributeur. De plus, la création de ce compte de frais reportés ne respecte pas l'imputation des coûts aux bonnes générations de clients et entraînerait des coûts de financement.

Les salaires de base passent d'un montant autorisé de 510,1 M\$ en 2008 à 522,1 M\$ en 2009, soit une hausse de 12,0 M\$ (2,4 %). Cette croissance découle principalement des augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail en vigueur (2,0 %) et de la progression salariale des employés (autour de 0,8 %). La hausse des salaires de base est toutefois atténuée par la décroissance de l'effectif du Distributeur.

À cet égard, le nombre d'ETC passe de 8 190 ETC autorisés en 2008 à 8 127 ETC en 2009, soit une baisse de 63 ETC. Cette baisse est attribuable à une diminution de 205 ETC associée à la fin de la stabilisation post implantation du projet SIC et de 17 ETC provenant des gains d'efficience à la suite de la mise en place du projet SIC. Cette baisse est toutefois atténuée par une augmentation de 159 ETC découlant de la réalisation de certains projets spécifiques (45 ETC), des travaux sur le réseau de distribution et la croissance des activités (29 ETC) et de l'intensification des efforts prévus en efficacité énergétique (25 ETC). Le

solde s'explique par une conversion des emplois occupés par des ressources externes en postes occupés par des ressources internes (20 ETC) et par une diminution moindre que prévue du nombre d'effectifs découlant du déploiement des mesures de resserrement des charges d'exploitation (38 ETC). Le Distributeur précise qu'il compte toujours concrétiser les mesures de resserrement des charges d'exploitation de 30,0 M\$ au cours de l'année 2008, mais avec une diminution moindre que prévu du nombre d'ETC.

Pour leur part, les primes et revenus divers s'élèvent à 42,0 M\$ en 2009, comparativement à un montant autorisé de 41,7 M\$ en 2008, soit sensiblement au même niveau. Le Distributeur ajoute que, conformément à la décision D-2005-34⁶⁹, les régimes d'intéressement doivent présenter un lien plus étroit et plus direct avec la qualité de sa prestation de service pour justifier leur reconnaissance à titre de charges nécessaires. Le Distributeur mentionne qu'en 2007, il a été convenu avec le syndicat des spécialistes de modifier ces paramètres du régime d'intéressement afin d'établir un lien direct avec les objectifs propres au Distributeur.

Cependant, dans le cadre du renouvellement de six autres conventions collectives intervenu en 2008, Hydro-Québec a réussi à réaliser d'importants gains financiers, mais n'a pas été en mesure de modifier les modalités du régime d'intéressement afin de lier les objectifs aux résultats divisionnaires, plutôt qu'à ceux de l'entreprise. Pour les syndicats concernés, cette question était assez fondamentale pour entraîner leur retrait du processus de négociations si l'employeur poursuivait en ce sens, ce qui n'était ni à l'avantage d'Hydro-Québec, ni à l'avantage des clients du Distributeur.

Le Distributeur indique que même si le régime d'intéressement corporatif actuel avait été modifié pour un régime s'appuyant strictement sur ses résultats, il n'y aurait eu aucun impact dans l'estimation des bonis à inclure dans les revenus requis puisque, dans les deux cas, ils sont établis selon la même cible conservatrice de 67 %, soit :

- selon les résultats du PDG : salaire de base x 3,0 % x 67 %;
- selon les résultats du Distributeur : salaire de base x 3,0 % x 67 %.

La Régie prend acte des démarches effectuées par le Distributeur pour donner suite aux préoccupations de la Régie relativement au régime d'intéressement des employés syndiqués. Cependant, elle s'attend à ce que l'estimation des bonis à inclure dans le revenu requis continue d'être établie selon la même cible conservatrice de 67 %. Le Distributeur devra faire la demande auprès de la Régie préalablement à tout changement dans le calcul de la cible.

⁶⁹ Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 23 février 2005, page 73.

Autres charges directes

Les autres charges directes atteignent 365,8 M\$ par rapport au montant autorisé de 354,8 M\$ en 2008. L'augmentation de 11,0 M\$ (3,1 %) provient principalement d'une hausse des services externes et ressources financières pour un montant de 19,4 M\$ compensée en partie par une diminution des stocks, achats de biens, location et autres, pour un montant de 7,1 M\$.

En ce qui a trait aux services externes, ils sont en hausse de 21,0 M\$ (15,6 %) attribuable principalement à des budgets additionnels relatifs à la maîtrise de la végétation (5,0 M\$) et à des projets spécifiques, dont les suivants : inspection et retraitement des poteaux (3,1 M\$), gestion des cours à poteaux de bois (2,5 M\$), entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils (3,6 M\$).

En continuité avec les deux derniers dossiers tarifaires, le Distributeur augmente les sommes consacrées à la maîtrise de la végétation de 5,0 M\$. Ainsi, le budget total de cette activité de 60 M\$ permettra, selon le Distributeur, d'atteindre le cycle moyen d'élagage de la végétation souhaité.

S.É./AQLPA appuie la demande du Distributeur en raison de la dégradation spécifique de l'IC lié à la végétation lorsque comparé à d'autres distributeurs.

Par ailleurs, le poste « Ressources financières » inclut la provision pour pannes majeures (voir section 1.2) qui remplace celle pour aléas d'exploitation et qui demeure au même montant de 8,0 M\$ que celui autorisé en 2008.

Finalement, la baisse de 7,1 M\$ (-5,5 %) des stocks, achats de biens, location et autres s'explique par une baisse de 5,5 M\$ associée au projet pilote TDT.

Charges de services partagés

Les charges de services partagés sont de 424,6 M\$ en 2009, en hausse par rapport à un montant autorisé de 412,6 M\$ en 2008. Cette augmentation de 12,0 M\$ (2,9 %) s'explique en grande partie par la quote-part du programme corporatif de mesures de sécurité cybernétique assumée par le Distributeur (7,4 M\$) et par la mise en place d'un programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie (2,6 M\$).

Coûts capitalisés

Les coûts capitalisés sont déduits des charges du Distributeur. Ils sont portés aux coûts des activités de construction et de développement et ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

Les coûts capitalisés passent d'un montant autorisé de 339,9 M\$ en 2008 à 345,8 M\$ en 2009, soit une hausse de 5,9 M\$ (1,7 %). Le Distributeur explique cette hausse essentiellement par l'intensification des efforts prévus en efficacité énergétique et par la poursuite des démarches d'embauche initiées au cours des dernières années en vue d'assurer, à long terme, la capacité de réalisation sur le réseau de distribution.

Frais corporatifs

Les frais corporatifs correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités d'affaires en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble.

La part du Distributeur s'élève à 41,9 M\$ en 2009, comparativement à un montant autorisé de 40,9 M\$ en 2008, soit une hausse de 1,0 M\$ (2,4 %).

3.5.1.3 Conclusion

Le Distributeur présente des charges d'exploitation en hausse de 10,5 M\$ (0,8 %) par rapport au montant autorisé en 2008.

La FCEI considère raisonnable cette hausse.

L'ACEF de Québec et l'UMQ recommandent respectivement des réductions globales des charges d'exploitation variant de 14 M\$ à 33 M\$ et de 8 M\$ à 11 M\$.

La Régie prend en considération le fait que le Distributeur maintient les mesures d'efficacité et de resserrement des charges d'exploitation de 40 M\$ annoncées l'an dernier, auxquelles s'ajoutent de nouvelles mesures d'efficacité de l'ordre de 11 M\$ en 2009.

La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur quant à la croissance de ses charges d'exploitation. **Par conséquent, la Régie approuve les charges d'exploitation d'un montant de 1 262,1 M\$ pour l'année témoin 2009.**

3.5.2 AUTRES CHARGES

Les autres charges sont en hausse de 160,5 M\$ (20,0 %), passant d'un montant autorisé de 800,9 M\$ en 2008 à 961,4 M\$ en 2009. Cette croissance est attribuable à une augmentation des achats de combustible pour un montant de 32,9 M\$ et à une charge d'amortissement pour un montant de 136,2 M\$. Le solde est atténué en partie par une diminution des taxes pour un montant de 8,6 M\$.

TABLEAU 9
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2007 (réel)</i>	<i>2008 (D-2008-024)</i>	<i>2008 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2009 (projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008 (D-2008-024)</i>	
Achats de combustible	61,8	75,2	82,9	108,1	32,9	43,8 %
Amortissement et déclassement	590,9	640,3	637,1	776,5	136,2	21,3 %
Taxes	95,7	85,4	84,8	76,8	(8,6)	(10,1 %)
Total	748,4	800,9	804,8	961,4	160,5	20,0 %

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 9, page 3

Achats de combustible

Les achats de combustible prévus par le Distributeur en 2009 atteignent 108,1 M\$, soit une hausse de 32,9 M\$ par rapport au montant autorisé pour 2008 et une hausse de 46,3 M\$ par rapport au montant de l'année historique 2007.

Le Distributeur indique que la hausse provient de la forte augmentation des prix des combustibles sur la période de 2007 à 2009. Il précise qu'il utilise, dans sa prévision des achats de combustible pour l'année 2009, la moyenne des prix à terme du WTI pour 2009 sur la période du 19 juin au 18 juillet 2008, évaluée à 139,28 \$ le baril⁷⁰. Il indique que ce prix est calculé sur la base du « *mois le plus contemporain possible à utiliser par le Distributeur avant le dépôt de son dossier* » et « *qu'il est possible de faire une prévision indépendante pour le prix des combustibles de la prévision de la demande d'avril utilisée* »⁷¹.

⁷⁰ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 89; pièce B-23-HQD-17, document 1, page 34.

⁷¹ Pièce A-18-11-NS du 16 décembre 2008, pages 18 et 19.

Le Distributeur mentionne qu'une part importante du montant prévu de 108,1 M\$ pour ses achats de combustible en 2009 est déjà fixée ou fixe par rapport aux prix des combustibles, soit plus de 50 % des coûts⁷².

Pour l'AQCIE/CIFQ, la situation économique et l'évolution des indicateurs de marché justifient une révision des coûts des produits pétroliers chez le Distributeur pour l'année 2009. Il indique notamment que « *le baril de pétrole se transigeait à la fermeture des marchés le cinq (5) décembre deux mille huit (2008) à quarante dollars (40 \$). Une perte de plus des deux tiers de sa valeur* »⁷³. Il précise également que ces coûts remplissent toutes les conditions pour faire l'objet d'un compte de frais reportés, notamment parce que le Distributeur ne peut contrôler le prix de base des produits pétroliers sur les marchés mondiaux et que le coût d'exploitation des centrales thermiques du Distributeur est lié à ce prix.

L'ACEF de Québec mentionne que la baisse drastique des prix du pétrole depuis l'été 2008 justifie la révision de la prévision de ces coûts.

Dans son mémoire, l'UMQ soumet que le coût projeté pour 2009 pourrait être diminué de 25,2 M\$ à la lumière de l'évolution prévisible du prix des combustibles pour correspondre au montant de l'année de base.

Pour le Distributeur, la proposition de mise à jour des coûts de combustible constitue de l'opportunisme. Il indique que par le passé, il est arrivé à de multiples reprises que la prévision le désavantageait⁷⁴.

Finalement, le Distributeur précise sa position relative à l'éventuelle création d'un compte de frais reportés :

*« [...] le Distributeur favorise qu'il y ait, l'an prochain, une discussion sur l'opportunité d'introduire un compte de frais reportés qui s'appliquerait, évidemment, aux combustibles utilisés pour les centrales thermiques. »*⁷⁵

La preuve démontre, d'une part, que le montant relatif aux achats de combustible varie, notamment en fonction de l'évolution du prix du pétrole, bien que certains éléments de coûts soient fixes par rapport au prix de cette commodité.

⁷² Pièce A-18-11-NS du 16 décembre 2008, pages 22 et 23.

⁷³ Pièce A-18-7-NS du 10 décembre 2008, page 57.

⁷⁴ Pièce A-18-9-NS du 12 décembre 2008, page 31.

⁷⁵ Pièce A-18-11-NS du 16 décembre 2008, page 24.

D'autre part, le prix du baril de pétrole a fortement diminué depuis l'été dernier, pour s'établir aux environs de 40 \$ le baril au début décembre 2008.

La Régie accorde une grande importance au fait de limiter les mises à jour en cours de dossier tarifaire. Elle est toutefois d'avis que le montant prévu en 2009 pour les achats de combustible semble trop élevé, le prix du baril de pétrole ayant diminué de façon importante depuis la prévision du Distributeur. Elle note aussi l'absence de compte de frais reportés pour cet élément de coût.

La Régie considère qu'un montant de 82,9 M\$, pour les achats de combustible, soit le montant prévu pour l'année de base 2008, serait mieux adapté aux circonstances. La Régie tient compte du fait que certaines composantes du coût sont fixes ou fixées par rapport au prix du pétrole. **La Régie demande donc au Distributeur d'ajuster son revenu requis, afin de tenir compte d'une diminution de 25,2 M\$ (108,1 M\$ - 82,9 M\$) du coût des achats de combustible pour l'année témoin 2009.**

Compte tenu de la volatilité de cet élément de coût qui s'apparente à un coût d'approvisionnement et sur lequel le Distributeur a un contrôle limité, **la Régie lui demande de porter à un compte de frais reportés la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés en 2009 pour les achats de combustible.**

Ce compte de frais reportés protégera le Distributeur et les consommateurs, dès l'année témoin 2009, contre l'évolution à la hausse ou à la baisse des coûts de combustible. **Lors du prochain dossier tarifaire, la Régie examinera en détail, sur proposition du Distributeur, les modalités de ce compte.**

Amortissement

La charge totale d'amortissement est de 776,5 M\$ pour l'année témoin 2009, en hausse de 136,2 M\$ (21,3 %) comparativement au montant autorisé pour 2008. Cette hausse s'explique notamment par les éléments suivants :

- une hausse de 101,5 M\$ de l'amortissement des « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels », qui reflète la proposition du Distributeur, laquelle a pour effet de constater à titre de charges le solde des actifs classés sous cette rubrique au 31 décembre 2008 de même que les ajouts projetés pour l'année témoin 2009 (voir section 3.1.3);

- une hausse de 12,4 M\$ de l'amortissement des immobilisations, principalement attribuable aux lignes aériennes et souterraines du réseau de distribution, qui découle des investissements en croissance de la demande;
- une hausse de 15,3 M\$ de l'amortissement du PGEÉ, en lien avec les investissements croissants réalisés au cours des dernières années dans les différents programmes;
- un montant de 3,8 M\$ provenant de l'amortissement des coûts liés aux programmes et activités de l'AEÉ, qui reflète la proposition du Distributeur d'inclure dans la base de tarification, au 1^{er} janvier 2009, l'intégralité du budget de l'année 2008, soit 41 M\$, et de permettre, dès 2009, son amortissement de façon linéaire sur une période de 10 ans (voir section 1.3).

La Régie accepte la charge totale d'amortissement, telle que proposée par le Distributeur, sous réserve de la réduction d'un montant de l'ordre de 2,0 M\$ relatif à l'amortissement du compte de frais reportés relié aux programmes et activités de l'AEÉ (voir section 1.3). La charge d'amortissement découle des investissements autorisés par la Régie.

Amortissement du compte de nivellement de la température

Le Distributeur présente une charge d'amortissement de 75,3 M\$ reliée au compte de nivellement de la température, en diminution des revenus sous une rubrique distincte plutôt qu'avec la charge d'amortissement. Cette somme découle de sa proposition de constater à titre de charges le montant fondé exclusivement sur l'ancienne normale climatique, pour un montant de 62,0 M\$, et d'amortir le solde de façon linéaire sur une période de cinq ans, pour un montant de 13,3 M\$ (voir section 1.1).

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur explique que cette présentation, soit en diminution des revenus, respecte la nature des montants comptabilisés dans le compte de nivellement des revenus de transport et de distribution. Ce compte enregistre les revenus excédentaires ou insuffisants pour couvrir les coûts fixes de transport et de distribution, dans la mesure où ces excédents ou manques à gagner sont attribuables aux aléas climatiques. Il s'agit donc d'une question d'appariement. De façon analogue, les montants comptabilisés dans le compte de *pass-on* sont présentés sous la rubrique « Achats d'électricité » aux fins de leur prise en compte dans les tarifs, afin de respecter la nature des montants inscrits dans ce compte.

La Régie accepte la charge d'amortissement reliée au compte de nivellement de la température, telle que proposée par le Distributeur.

Considérant que le choix de l'une ou l'autre des présentations n'a aucun impact sur le calcul des tarifs, la Régie demande au Distributeur de présenter la charge d'amortissement du compte de nivellement de la température dans le revenu requis sous la rubrique « Autres charges ». La Régie considère que cette présentation découle d'un reclassement comptable d'amortissement et facilite le suivi du revenu requis.

Taxes

La diminution des taxes de 8,6 M\$ (-10,1 %) s'explique par la baisse progressive du taux de la taxe sur le capital, annoncée par le ministre des Finances du Québec, lors du dépôt du budget du 21 avril 2005 et appliquée depuis le 1^{er} janvier 2006. Le budget du 24 mai 2007 établissait le taux d'imposition du capital versé à 0,49 %, 0,36 % et 0,24 % respectivement pour les années 2007, 2008 et 2009. Ce budget prévoit également l'élimination de la taxe sur capital le 1^{er} janvier 2011. La taxe sur capital a diminué de près de la moitié, soit de 21,9 M\$, entre 2007 et 2009.

La Régie accepte d'inclure au revenu requis 2009 les charges de taxes, telles que présentées par le Distributeur.

3.5.3 COÛT DU CAPITAL

Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul du coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification du Distributeur sont :

- la structure de capital présumée;
- le taux de rendement sur l'avoir propre;
- le coût de la dette.

Structure de capital présumée et taux de rendement sur l'avoir propre

La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est la même que celle approuvée par la Régie en 2008, soit 35,0 % de capitaux propres et 65,0 % de dette.

En ce qui concerne la détermination du taux de rendement sur l'avoir propre, le Distributeur propose :

- le maintien de la méthode utilisée au dossier tarifaire 2008 pour évaluer le rendement sur l'avoir propre, soit la résultante de la somme du taux sans risque et de la prime de risque spécifique au Distributeur;
- un taux sans risque de 4,223 % selon les prévisions du *Consensus Forecasts* de mai 2008;
- le maintien de la prime de risque spécifique au Distributeur approuvée par la Régie au dossier tarifaire 2004⁷⁶, soit un taux de 3,405 %.

Le taux de rendement sur l'avoir propre proposé pour 2009, selon ces paramètres, s'élève à 7,628 %. Après mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2009, le rendement sur l'avoir propre s'établit à 6,985 %⁷⁷.

La Régie accepte la proposition du Distributeur de maintenir inchangée la structure de capital présumée établie dans la décision D-2003-93. Elle accepte également le maintien de la méthodologie utilisée pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre.

La Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 6,985 %.

Coût de la dette

Le Distributeur utilise comme coût de la dette présumé le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, conformément aux décisions antérieures de la Régie.

Il y apporte certains ajustements réglementaires qui ont été définis dans la décision D-2004-47⁷⁸. Tout changement comptable qui affecte le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec affecte l'estimateur du coût de la dette du Distributeur.

Le Distributeur projette, pour l'année témoin 2009, un coût de la dette de 7,656 %. En 2008, la Régie a approuvé un taux de 7,84 %.

⁷⁶ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 75.

⁷⁷ Pièce B-40-HQD-10, document 3, page 4.

⁷⁸ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, phase 2, 26 février 2004, pages 88 à 100.

Dans la décision D-2008-024, la Régie acceptait l'application, aux fins réglementaires, des nouvelles normes et pratiques comptables traitant de la comptabilisation et de l'évaluation des instruments financiers. Elle acceptait également l'engagement du Distributeur de soumettre, dans le cadre du présent dossier tarifaire, les explications détaillées relatives à cette définition, de manière à toujours bien traduire la définition fondamentale.

La Régie demandait également au Distributeur de présenter, dans le cadre du présent dossier tarifaire, l'effet des radiations de gain de change de 325,0 M\$ au dénominateur, sur une ligne séparée, et d'ajouter une annexe détaillant cet ajustement et les montants qui seront retranchés annuellement.

À la suite du dépôt initial du présent dossier tarifaire, une correction a été apportée par le Distributeur au calcul de la comptabilisation rétroactive de l'inefficacité des relations de couverture au 1^{er} janvier 2007.

La Régie constate que le Distributeur a déposé les suivis demandés. Leur analyse montre que le Distributeur a satisfait aux exigences des suivis demandés.

Composition de financement

Lors d'un financement, les choix effectués relativement à l'échéance du titre ou au type de taux utilisé, soit fixe ou variable, ont une influence sur la stabilité et le niveau moyen du coût de la dette de l'entreprise. Les principaux risques à considérer dans l'élaboration de la stratégie de financement sont :

- l'échéance de refinancement, c'est-à-dire la concentration des échéances qui peut exposer l'entreprise à un risque de refinancement;
- l'appariement entre la durée de vie des actifs et celle de la dette; et
- le taux d'intérêt.

Compte tenu de ces risques et de la conjoncture qui prévalait, Hydro-Québec proposait, lors du dépôt du dossier tarifaire 2004 du Distributeur, la composition cible suivante pour son financement :

- obligations à taux variable : 20,0 %;
- obligations à taux fixe (terme initial de cinq ans) : 25,0 %;
- obligations à taux fixe (terme initial de 30 ans ou plus) : 55,0 %.

À cette époque, la structure du taux d'intérêt entrevue pour les divers instruments de financement s'avérait cohérente avec celle habituellement observée sur de longues périodes : taux des obligations d'Hydro-Québec à long terme nettement supérieur au taux de cinq ans et au taux des acceptations bancaires à trois mois. Ce contexte favorisait la composition diversifiée du financement entre les divers types d'instruments.

Hydro-Québec mentionnait que la composition cible de ses financements ne découlait pas d'une règle inflexible et universelle. Périodiquement, des contraintes ou opportunités de marché peuvent justifier de s'en écarter.

Ainsi, compte tenu des perspectives 2008 et 2009 relatives aux taux d'intérêt, notamment le faible niveau du taux des obligations à taux fixe de 30 ans en termes absolus et par rapport au taux des obligations à taux fixe de cinq ans, Hydro-Québec recommande, pour les nouvelles émissions, la même composition que celle proposée au dossier tarifaire précédent, soit 80,0 % en obligations à taux fixe de 30 ans et 20,0 % en obligations à taux variable.

La Régie prend acte des orientations retenues pour 2009 en matière de composition cible pour les nouvelles émissions de dette.

La Régie retient un coût de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2009 de 7,656 %.

Taux de rendement sur la base de tarification

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 7,421 %. Ce taux correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 6,985 % et d'un coût de la dette de 7,656 %.

Compte tenu de ce qui précède, la Régie autorise un taux de rendement de 7,421 % sur la base de tarification du Distributeur.

Coût du capital prospectif

Le Distributeur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif.

À la suite de la mise à jour du rendement sur l'avoir propre qui s'établit à 6,985 %, ce taux diminue à 5,687 %⁷⁹ par rapport à 5,912 % lors du dépôt du dossier tarifaire initial.

La Régie autorise pour l'année témoin 2009 le taux moyen du coût du capital prospectif de 5,687 %.

3.6 REVENUS AUTRES QUE CEUX PROVENANT DE LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ

Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité, qui réduisent les revenus additionnels requis du Distributeur, augmentent de 20,0 M\$ (12,7 %), passant d'un montant autorisé de 157,2 M\$ en 2008, à 177,2 M\$ en 2009.

TABLEAU 10
REVENUS AUTRES QUE CEUX PROVENANT DE LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2007 (réel)</i>	<i>2008 (D-2008-024)</i>	<i>2008 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2009 (projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008 (D-2008-024)</i>	
Facturation externe émise	82,3	68,9	81,9	81,5	12,6	18,3 %
Facturation interne émise	55,9	51,2	56,7	57,4	6,2	12,1 %
Récupération de coûts	42,4	34,3	33,8	35,9	1,6	4,7 %
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	3,2	2,8	2,8	2,4	(0,4)	(14,3 %)
Total	183,8	157,2	175,2	177,2	20,0	12,7 %

Source : Pièce B-1-HQD-5, document 1, page 3

La facturation externe émise est en hausse de 12,6 M\$ (18,3 %) en 2009 comparativement au montant autorisé en 2008 et provient de la croissance des frais d'administration facturés aux abonnés pour un montant de 6,4 M\$. En effet, l'implantation de nouvelles fonctionnalités du projet SIC permet, à compter de 2008, de facturer les frais d'administration plus rapidement. D'autre part, une augmentation de 6,1 M\$ est attribuable au projet entrepris en 2008 visant à contrer et à prévenir certains types de subtilisation d'énergie.

⁷⁹ Pièce B-40-HQD-10, document 3, page 6.

La facturation interne émise est en hausse de 6,2 M\$ (12,1 %) en 2009, comparativement au montant autorisé en 2008. Cette hausse est due principalement à la facturation de la consommation de l'usage interne d'électricité pour un montant de 4,3 M\$, dont une hausse de 3,5 M\$ reliée à la consommation d'électricité dans les chantiers de construction du projet Eastmain 1A-Rupert-Sarcelle. Le Distributeur poursuit son plan pour facturer aux entités affiliées la consommation d'électricité dans l'ensemble des bâtiments et installations.

La Régie note que les résultats réels de 2007 et de l'année de base 2008 des revenus autres que les ventes d'électricité sont supérieurs à ceux autorisés.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie à cet égard, le Distributeur explique qu'il effectue ses projections au meilleur de sa connaissance au moment du dépôt de la demande tarifaire. Les données de l'année témoin sont basées sur l'historique des données comparables, à la lumière des faits connus, prévisibles ou récurrents à cette date. Le poste « Revenus autres que ventes d'électricité » regroupe certains revenus de nature ponctuelle découlant d'événements difficilement prévisibles, faisant en sorte que les projections peuvent fluctuer sensiblement d'une année à l'autre.

Pour ce qui est des revenus de frais d'administration abonnés, le Distributeur indique que les sous-évaluations constatées en 2007 et 2008 reflètent la difficulté d'effectuer des projections sur des bases historiques dans un nouveau contexte, soit celui de l'implantation du nouveau système informatique SIC. En 2009, le Distributeur prévoit que les effets de la gestion plus rigoureuse de la facturation découlant du projet SIC devraient s'atténuer, puisque la clientèle adaptera ses habitudes de paiement, stabilisant ainsi les revenus.

La Régie reconnaît les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité, tels que présentés par le Distributeur. Toutefois, elle se questionne sur la possibilité d'une sous-évaluation du budget 2009. **La Régie demande donc au Distributeur d'améliorer ses prévisions budgétaires.**

3.7 BASE DE TARIFICATION

Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2009 en tenant compte de la juste valeur des actifs qu'il estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi.

La base de tarification de l'année témoin 2009 se chiffre, selon la moyenne des 13 soldes, à 9 849,6 M\$, tel qu'illustré au tableau suivant.

TABLEAU 11
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	2007 <i>(réel)</i>	2008 <i>(D-2008-024)</i>	2008 <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	2009 <i>(projeté)</i>	Différence 2009-2008 <i>(D-2008-024)</i>	
Immobilisations						
Immobilisations en exploitation	7 803 532	8 033 723	7 976 460	8 118 777	85 054	1,1 %
Contrats de location-acquisition	10 264	33 890	30 688	24 172	(9 718)	(28,7 %)
Actifs incorporels en exploitation	63 811	429 637	438 358	432 653	3 016	0,7 %
Total	7 877 607	8 497 250	8 445 506	8 575 602	78 352	0,9 %
Frais reportés						
Programmes commerciaux	3 906	3 127	2 749	1 834	(1 293)	(41,3 %)
Plan global en efficacité énergétique	243 389	404 228	367 191	511 892	107 664	26,6 %
Programmes et activités de l'AEÉ	0	0	0	42 733	42 733	
Frais reportés du tarif BT	157 266	114 806	114 736	73 014	(41 792)	(36,4 %)
Actif au titre des prestations constituées	326 201	282 044	300 504	362 661	80 617	28,6 %
Contributions à des projets de raccordement	73 941	93 953	69 569	68 178	(25 775)	(27,4 %)
Frais de développement	3 290	1 954	4 123	4 159	2 205	112,8 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	0	131 945	131 945	53 342	(78 603)	(59,6 %)
Frais reportés de transport	290 814	115 721	115 721	0	(115 721)	(100,0 %)
Frais d'entretien - Postes de départ privés	1 278	2 696	1 230	443	(2 253)	(83,6 %)
Total	1 100 085	1 150 474	1 107 768	1 118 256	(32 218)	(2,8 %)
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	122 187	94 679	108 864	0	(94 679)	(100,0 %)
Remboursement gouvernemental	45 756	40 221	40 221	34 285	(5 936)	(14,8 %)
Avantages complémentaires de retraite	(190 872)	(215 507)	(209 718)	(230 669)	(15 162)	7,0 %
Fonds de roulement						
Encaisse	336 414	331 329	306 286	234 671	(96 658)	(29,2 %)
Matériaux, combustibles et fournitures	121 965	126 556	115 102	117 441	(9 115)	(7,2 %)
Total	458 379	457 885	421 388	352 112	(105 773)	(23,1 %)
Total	9 413 142	10 025 002	9 914 029	9 849 586	(175 416)	(1,7 %)

Source : Pièce B-1- HQD-8, document 1

La base de tarification 2009 est en baisse de 175,4 M\$ (-1,7 %), par rapport au montant autorisé en 2008 et cette baisse s'explique principalement par les éléments suivants :

- la constatation à titre de charges du montant fondé exclusivement sur l'ancienne normale climatique et l'amortissement du solde du compte de nivellement de la température de façon linéaire sur une période de cinq ans (voir section 1.1);

- l'amortissement du solde résiduel du compte de frais reportés de transport (voir section 3.4);
- la constatation à titre de charges du solde au 31 décembre 2008 des coûts nets liés aux sorties d'actifs de même que les ajouts projetés pour 2009(voir section 3.1.3);
- les ajustements apportés au calcul de l'encaisse réglementaire selon la méthodologie *lead/lag*, soit une révision à la baisse du délai de perception théorique des comptes à recevoir de sa clientèle, à la suite de l'implantation du projet SIC, et un changement de pratique comptable relatif à la provision pour mauvaises créances.

Cette baisse est compensée en partie par :

- la mise en exploitation des immobilisations provenant des investissements autorisés;
- l'addition de dépenses admissibles au compte de frais reportés du PGEÉ;
- la première intégration du compte de frais reportés reliés aux coûts des programmes et activités de l'AEÉ (voir section 1.3).

La Régie approuve le solde de la base de tarification 2009, sous réserve de l'ajustement du compte de frais reportés des programmes et activités de l'AEÉ, soit l'intégration dans la base de tarification le 1^{er} janvier 2009 d'un montant révisé de 21,4 M\$ et le 31 décembre 2009 d'un montant révisé de 17,8 M\$, ainsi que la réduction d'un montant d'amortissement de l'ordre de 2,0 M\$ (voir sections 1.3 et 3.5.2).

Elle demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification et de la déposer à la Régie au plus tard le 12 mars 2009, à 12 h.

3.8 REVENU REQUIS

Initialement, le Distributeur présentait un revenu requis de 10 683,5 M\$ pour l'année témoin 2009. En janvier 2009, il l'a ajusté à 10 661,5 M\$ pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre. Ce revenu requis est détaillé ci-dessous et expliqué aux sections précédentes.

TABLEAU 12
REVENU REQUIS

<i>(en M\$)</i>	<i>2007</i> <i>(réel)</i>	<i>2008</i> <i>(D-2008-024)</i>	<i>2008</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2009</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2009-2008</i> <i>(D-2008-024)</i>	
Achats d'électricité	4 985,7	4 979,6	4 875,3	4 982,4	2,8	0,1 %
Service de transport	2 553,0	2 727,3	2 727,3	2 724,5	(2,8)	(0,1 %)
Distribution						
Charges brutes directes	1 126,1	1 138,0	1 120,7	1 141,4	3,4	0,3 %
Charges de services partagés	389,1	412,6	407,5	424,6	12,0	2,9 %
Coûts capitalisés	(344,7)	(339,9)	(332,6)	(345,8)	(5,9)	1,7 %
Frais corporatifs	36,0	40,9	41,5	41,9	1,0	2,4 %
Charges d'exploitation	1 206,5	1 251,6	1 237,1	1 262,1	10,5	0,8 %
Achats de combustible	61,8	75,2	82,9	108,1	32,9	43,8 %
Amortissement et déclassement	590,9	640,3	637,1	776,5	136,2	21,3 %
Taxes	95,7	85,4	84,8	76,8	(8,6)	(10,1 %)
Autres charges	748,4	800,9	804,8	961,4	160,5	20,0 %
Rendement sur la base de tarification	771,8	782,6	768,0	731,1	(51,5)	(6,6 %)
Total Distribution	2 726,7	2 835,1	2 809,9	2 954,6	119,5	4,2 %
Total	10 265,4	10 542,0	10 412,5	10 661,5	119,5	1,1 %

Sources : Pièce B-1-HQD-6, document 1, page 3; pièce B-40-HQD-10, document 3, pages 3 et 7

Le revenu requis pour l'année témoin 2009 est en hausse de 119,5 M\$ (1,1 %) par rapport au montant autorisé en 2008. Cette augmentation est attribuable aux « Autres charges » pour un montant de 160,5 M\$ provenant principalement de la proposition du Distributeur d'amortir en 2009 la totalité des coûts reliés aux sorties d'actifs et des coûts de combustible accrus pour satisfaire les besoins des réseaux autonomes. Cette hausse est toutefois compensée, en partie, par un coût en capital inférieur de 51,5 M\$ dû à la baisse de la base de tarification et du taux de rendement sur la base de tarification.

Tenant compte des modifications apportées au revenu requis dans les sections précédentes, la Régie autorise le Distributeur à soumettre des tarifs lui permettant de récupérer un revenu requis estimé à 10 660,9 M\$ pour l'année témoin 2009.

La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives au revenu requis, en tenant compte des dispositions de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul du revenu requis ainsi ajusté, au plus tard le 12 mars 2009, à 12 h.

TABLEAU 13
ESTIMÉ DU REVENU REQUIS DE 2009

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Tarif de transport estimé		(47,2)	
Programmes et activités de l'AEÉ			
Amortissement		(2,0)	
Rendement de la base de tarification		(1,5)	
Achats de combustible		(25,2)	
Reclassification de l'amortissement du compte de nivellement de la température		75,3	
Revenu requis	10 661,5	(0,6)	10 660,9

4. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

Le Distributeur présente l'étude de répartition de son coût de service par catégorie de consommateurs pour l'année témoin 2009, conformément aux méthodes approuvées par la Régie dans ses décisions antérieures.

La Régie approuve l'étude de répartition du coût de service soumise.

En réponse aux demandes de la Régie⁸⁰, le Distributeur fait le point, d'une part, sur les discussions qui ont eu lieu lors d'une séance d'information concernant le traitement du produit de la revente dans l'établissement de la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale selon la méthode horaire et, d'autre part, sur l'analyse d'une répartition alternative des coûts de transport.

La Régie considère que le Distributeur a satisfait aux attentes exprimées dans la décision D-2008-024.

⁸⁰ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, pages 75 et 79.

4.1 COMPTE D'ÉCART DE TRANSPORT

Dans sa dernière décision, la Régie demandait au Distributeur de présenter une analyse sur les impacts d'une répartition du compte d'écart des revenus de point à point du service de transport et de l'ajustement de la facture de la charge locale, en utilisant uniquement les fonctions communes au service de point à point et à celui de la charge locale.

L'impact de cet ajustement sur les coûts alloués aux catégories de consommateurs est de l'ordre de 1 M\$.

Le Distributeur mentionne qu'il est approprié de maintenir le traitement consistant à répartir tout écart lié à ces revenus à l'ensemble des fonctions. En effet, il rappelle que les tarifs du Transporteur sont établis en incluant les fonctions de raccordement exclusives à la charge locale et aux services de point à point.

La Régie accepte la règle de proportionnalité pour la répartition du compte d'écart des revenus point à point de transport.

4.2 REVENTE

Dans sa décision D-2008-024, la Régie demandait au Distributeur d'examiner plus en détail le traitement de la revente aux fins de la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniaire, selon la méthode horaire.

Lors d'une séance de travail tenue au printemps 2008, le détail du calcul du coût de l'électricité postpatrimoniaire, par catégorie de consommateurs, a été présenté aux intervenants et au personnel technique de la Régie en distinguant notamment la portion relative au surplus et à sa revente.

Le Distributeur a, entre autres, rappelé avoir toujours effectué de la revente depuis qu'il y a des achats d'électricité postpatrimoniaire et qu'elle fait partie intégrante de l'ensemble des moyens qu'il déploie pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Le Distributeur explique l'application qu'il fait de la méthode horaire qui lui permet d'associer, à chacune des heures de l'année, les coûts d'approvisionnement de l'électricité

postpatrimoniale aux différentes catégories de consommateurs. Il répartit implicitement les volumes et les coûts des surplus ainsi que les revenus de la revente sur une base proportionnelle à chacune des heures de surplus, pour chacune des catégories de consommateurs.

Le Distributeur ne propose aucune modification de méthode sur ce sujet spécifique.

Les experts de l'AQCIE/CIFQ et de UC traitent de ce sujet de manière approfondie.

L'expert de l'AQCIE/CIFQ considère que les coûts relatifs à la suspension des livraisons de la centrale de TCE, de même que les pertes associées à la revente des surplus sont des coûts échoués (*stranded costs*). À son avis, ces coûts devraient être exclus de la répartition des coûts postpatrimoniaux et alloués séparément en fonction de la proportion des coûts totaux de fourniture.

Cet expert soulève des incohérences dans les résultats de la répartition des coûts postpatrimoniaux. Il indique que les coûts unitaires de l'électricité postpatrimoniale alloués aux clients résidentiels sont inférieurs aux coûts unitaires alloués aux clients des autres catégories tarifaires. Il invoque, entre autres, deux éléments qui peuvent causer ces distorsions. Ces deux éléments découlent de l'application que fait le Distributeur de la méthode horaire sur les coûts échoués.

Le premier élément concerne la répartition des coûts relatifs à la suspension des livraisons de la centrale de TCE. Il mentionne que ces coûts sont répartis uniformément sur toutes les heures de l'année. Toutefois, puisque les consommations durant la période estivale sont inférieures à celles de la période hivernale, il en résulte un coût unitaire plus élevé en été, période de l'année où la proportion de consommation des clients à facteur d'utilisation élevé est plus grande.

Le second élément porte sur les coûts relatifs aux volumes de revente, lesquels sont imputés à chacune des heures pour lesquelles ces volumes sont disponibles. Les catégories de clients présentes à ces heures se voient donc imputer les coûts de la revente. De l'avis de cet expert, cette application de la méthode horaire fait supporter ces coûts de manière disproportionnée aux clients ayant des facteurs d'utilisation élevés. En effet, ces derniers ont une proportion de consommation plus grande en été, alors que la revente est beaucoup plus présente.

Pour sa part, l'expert de UC précise qu'il ne remet pas en question le principe de la méthode horaire approuvée par la Régie. Toutefois, il questionne les diverses interprétations qu'en fait le Distributeur dans son application et certains de ses choix quant aux données utilisées.

Selon cet expert, l'application de la méthode horaire par le Distributeur est incorrecte, puisqu'il n'y a pas de relation causale entre les surplus causés par une catégorie de consommateurs donnée et les volumes de consommation des autres catégories. À son avis, le volume de consommation n'est pas un paramètre approprié pour répartir les pertes financières du Distributeur reliées aux surplus énergétiques.

Afin d'améliorer la précision des résultats, cet expert mentionne que les acheteurs d'énergie en surplus pourraient être considérés comme une catégorie d'utilisateurs dans la répartition des coûts.

UC recommande à la Régie de demander au Distributeur d'approfondir les pistes d'amélioration méthodologique présentées dans son rapport et toute autre proposition d'amélioration respectant le principe de causalité des coûts. Par la suite, les résultats de ces travaux pourraient être examinés par un comité technique en vue du dépôt d'un rapport à la Régie avant le prochain dossier tarifaire.

Dans le présent dossier tarifaire, la Régie constate que le Distributeur anticipait un volume de 6,1 TWh de surplus d'électricité postpatrimoniaire. De ce montant, 0,5 TWh devait faire l'objet de revente. Par la suite, en cours d'audience, le Distributeur a annoncé que la prévision de la demande avait diminué de 2 TWh, portant ainsi le volume de surplus anticipé pour l'année 2009 à 8,1 TWh⁸¹.

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.

La Régie partage les préoccupations soulevées par l'AQCIE/CIFQ et UC. Elle considère que dans la mesure où ces coûts résultent d'un écart entre la prévision de la demande et les outils d'approvisionnement postpatrimoniaux dont dispose le Distributeur, il n'est pas

⁸¹ Pièce B-1-HQD 1, document 1, page 5; pièce B-1-HQD-2, document 2, page 23; pièce A-18-1-NS du 1^{er} décembre 2008, page 134.

possible d'établir un lien de causalité entre ces coûts et les clients qui consomment. Dans ce contexte, la Régie partage l'avis de l'AQCIE/CIFQ selon lequel ces coûts s'apparentent davantage à des coûts échoués.

La Régie ne remet pas en question l'utilisation de la méthode horaire pour la répartition des coûts de l'énergie postpatrimoniale. Toutefois, les remarques des experts de l'AQCIE/CIFQ et de UC, l'impact plus important de la revente des surplus d'électricité postpatrimoniale ainsi que les coûts relatifs à la suspension des livraisons de la centrale de TCE amènent la Régie à demander au Distributeur 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.

4.3 AGENCE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le Distributeur demande le même traitement de répartition des coûts des programmes et activités de l'AEÉ que celui autorisé pour les coûts liés à son PGEÉ, soit l'attribution directe aux catégories de consommateurs qui bénéficient actuellement des programmes offerts conjointement avec l'AEÉ. Pour l'année témoin 2009, ces montants sont attribués en totalité au tarif D⁸².

Bien qu'aucune décision de la Régie n'ait encore été rendue dans le dossier R-3671-2008 à l'égard du budget de l'AEÉ et de sa répartition entre les catégories de clientèle, la Régie considère raisonnable la répartition des coûts des programmes et activités de l'AEÉ au secteur résidentiel. De plus, elle est d'avis que l'ajustement de cette répartition, en fonction des clefs de répartition qui auront été approuvées par la Régie au terme du dossier R-3671-2008, aura un impact non significatif sur les coûts alloués à chacune des catégories tarifaires. En effet, l'amortissement, en 2009, des coûts reliés aux programmes et activités de l'AEÉ est estimé à 2,1 M\$ et le rendement sur la base de tarification est estimé à 1,5 M\$.

La Régie accepte pour 2009 la répartition des coûts des programmes et activités de l'AEÉ proposée par le Distributeur. **La Régie précise que la répartition de ces coûts sera traitée**

⁸² Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 98.

à nouveau lors du prochain dossier tarifaire, à la suite de sa décision relative au dossier R-3671-2008.

5. STRUCTURES TARIFAIRES POUR 2009-2010

En continuité avec les dossiers tarifaires antérieurs, le Distributeur présente les structures tarifaires pour l'année 2009-2010.

5.1 HAUSSES TARIFAIRES 2009-2010

5.1.1 TARIFS DOMESTIQUES

Les principaux tarifs domestiques comprennent les tarifs D, DM, DT et DH. Le tarif DT est traité à la section 5.3 des présentes.

Tarifs D et DM

Le tarif D, qui regroupe près de trois millions d'abonnés, sert de base aux trois autres tarifs domestiques.

Les tarifs D et DM s'appliquent à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée pour un usage domestique ou agricole, soit à des fins exclusives d'habitation ou à des fins de culture des végétaux et d'élevage des animaux.

Le tarif D s'applique à un logement dont l'électricité est mesurée distinctement. Le tarif DM est adapté au mesurage collectif : un multiplicateur lié au nombre de logements est utilisé pour calculer la redevance et le seuil de la première tranche de consommation.

Le tarif DM est réservé à l'abonnement qui y était assujéti le 31 mars 2008 ainsi qu'à l'immeuble d'habitation ou à la résidence communautaire comprenant des logements dont le mesurage est collectif et dont la construction a débuté avant le 1^{er} avril 2008.

TABLEAU 14
STRUCTURE DES TARIFS D ET DM AU 1^{ER} AVRIL 2008

	<i>Tarif D</i>	<i>Tarif DM</i>
Redevance quotidienne (¢/jour)	40,64	40,64 x multiplicateur
Les 30 premiers kWh/jour (¢/kWh)	5,40	5,40 x multiplicateur
Le reste de l'énergie (¢/kWh)	7,33	7,33
Prime de puissance en hiver, excédent de 50 kW (\$/kW)	6,21	1,53

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 1, pages 17 et 21

Pour ces tarifs, le Distributeur propose, pour l'année 2009-2010, de poursuivre la stratégie tarifaire amorcée lors de la demande tarifaire 2005 et reconnue par la Régie dans ses décisions D-2005-34, D-2006-34 et D-2007-12, tout en y intégrant les éléments de la réforme tarifaire acceptée par la Régie dans la décision D-2008-024 :

- gel de la redevance;
- augmentation du prix de la deuxième tranche du double de celle de la première;
- facturation annuelle de la puissance au-delà de 50 kW (gel de la prime d'hiver et introduction d'une prime d'été qui augmente annuellement jusqu'à l'atteinte du prix de la prime d'hiver);
- introduction d'un mécanisme de fixation automatique de la puissance à facturer égal à 65 % de la puissance maximale appelée en totalité en hiver;
- introduction de la facturation de la puissance apparente pour les clients avec un facteur de puissance inférieur à 90 %;
- pour le tarif DM, introduction d'un seuil de facturation de la puissance par logement (50 kW ou le produit de 4 kW et du multiplicateur).

La Régie approuve la stratégie du Distributeur quant aux modifications proposées aux tarifs D et DM. La poursuite de la stratégie adoptée par le Distributeur depuis quelques années demeure un choix valable dans la mesure où le signal de prix des tarifs domestiques tend graduellement à refléter les coûts marginaux de long terme. Les impacts tarifaires sur la clientèle demeurent ainsi raisonnables.

Le Distributeur présente également, et tel que demandé par le gouvernement du Québec dans le décret 702-2006⁸³, les impacts de la hausse tarifaire sur la clientèle à faible revenu. En collaboration avec Statistiques Canada, le Distributeur a évalué les impacts de la hausse

⁸³ Décret 702-2006, 23 août 2006, page 4107.

tarifaire proposée en fonction du décile de revenu d'un ménage. Il présente les résultats de cette étude.

La Régie note que la majorité des MFR connaîtront une hausse tarifaire inférieure à la hausse moyenne proposée. Néanmoins, certains de ces ménages subiront un impact plus important qui peut compromettre leur pouvoir d'achat. Divers programmes d'efficacité énergétique sont disponibles pour cette clientèle, afin de lui permettre d'atténuer les impacts des hausses tarifaires.

Tarif DH

Le tarif DH est un tarif différencié dans le temps qui a été implanté en 1993, à titre expérimental, auprès d'un échantillon de clients de la région de Saint-Jérôme admissibles au tarif D. Il s'applique présentement à 155 clients qui génèrent 0,22 M\$ pour des ventes de 3 GWh.

TABLEAU 15
STRUCTURE DU TARIF DH AU 1^{ER} AVRIL 2008

	<i>Tarif DH</i>
Redevance quotidienne (¢/jour)	40,64
Prix de l'énergie hors pointe	4,38
Prix de l'énergie en pointe	14,64

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 28

Selon le Distributeur, le tarif DH ne reflète pas la structure actuelle des coûts évités comme c'est le cas pour les tarifs du projet Heure Juste. Il n'incite pas suffisamment ses abonnés à optimiser leur consommation. Le Distributeur a évoqué la possibilité d'abroger le tarif DH.

Le Distributeur propose dans le présent dossier de hausser deux fois plus le prix de l'énergie hors pointe que le prix de l'énergie en pointe.

La Régie juge raisonnable la proposition du Distributeur de hausser davantage le prix de l'énergie hors pointe que celui de l'énergie en pointe pour le tarif DH, compte tenu des différences qui existent entre la structure actuelle de ce dernier et celle du tarif D.

5.1.2 TARIFS GÉNÉRAUX

Les principaux tarifs généraux comprennent le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (L).

Le tarif G, de type dégressif, s'adresse aux clients de petite puissance dont la PFM est inférieure à 100 kW.

Le tarif M, également de type dégressif, s'adresse aux clients de moyenne puissance dont la PFM est d'au moins 100 kW, mais inférieure à 5 000 kW.

Le tarif L, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'adresse aux clients de grande puissance dont la PFM est de 5 000 kW ou plus.

TABLEAU 16
STRUCTURE DES TARIFS GÉNÉRAUX AU 1^{ER} AVRIL 2008

	1 ^{er} avril 2008
Tarif G	
Redevance mensuelle (\$)	12,33
15 090 premiers kWh/mois (¢/kWh)	8,72
Reste de l'énergie (¢/kWh)	4,48
Prime de puissance (\$/kW)	15,54
Tarif M ⁽¹⁾	
210 000 premiers kWh/mois (¢/kWh)	4,48
Reste de l'énergie (¢/kWh)	2,93
Prime de puissance (\$/kW)	13,44
Tarif L ⁽¹⁾	
Prix de l'énergie (¢/kWh)	2,91
Prime de puissance (\$/kW)	12,18

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 1, pages 62, 64, 66

Note : ⁽¹⁾ Primes de dépassement non indiquées.

Le Distributeur indiquait, dans le cadre du dossier tarifaire R-3644-2007, que les structures tarifaires doivent s'inspirer davantage des coûts marginaux de long terme et donc que le signal de prix en énergie doit être amélioré, sans toutefois diminuer l'importance du signal de prix en puissance⁸⁴.

⁸⁴ Dossier R-3644-2007, pièce B-1-HQD-12, document 1, page 33.

Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur change sa stratégie des trois dernières années qui visait à hausser davantage la composante énergie que la composante puissance. En effet, il propose plutôt cette année de faire porter les hausses tarifaires uniquement sur la composante énergie, avec des hausses différenciées entre les deux prix d'énergie, le cas échéant. La composante énergie représente la portion la plus élastique de la facture des clients et permet d'influencer leur comportement pour favoriser les économies d'énergie.

Il indique que ce choix a été fait en fonction de l'ampleur de la hausse tarifaire moyenne et de la réforme des tarifs généraux, qui se base notamment sur l'élimination de la dégressivité des tarifs G et M. Il présente également les impacts tarifaires de ce choix.

S.É./AQLPA est favorable à cette stratégie, notamment pour le tarif L, alors que l'AQCIE/CIFQ conteste l'ampleur de l'augmentation du prix de l'énergie pour le tarif L.

La Régie juge que les propositions du Distributeur de hausser davantage les prix de la seconde tranche d'énergie, tout en maintenant à son niveau actuel la prime de puissance aux tarifs G et M, et de hausser uniquement le prix de l'énergie au tarif L, sont, d'une part, raisonnables afin d'améliorer le signal de prix envoyé aux clients de ces tarifs et, d'autre part, cohérentes avec la réforme des tarifs généraux.

La Régie approuve l'ensemble des propositions du Distributeur relatives aux tarifs généraux.

5.2 REDEVANCE D'ABONNEMENT DU TARIF D

La structure du tarif D comporte une redevance d'abonnement et deux tranches progressives d'énergie. La redevance d'abonnement correspond à la composante fixe du tarif D, tandis que les tranches d'énergie en constituent les parties variables.

Cette redevance couvre partiellement l'ensemble des coûts fixes (frais de SALC, frais de mesurage, facturation, recouvrement, etc.) encourus pour desservir chaque abonnement. Le niveau de la redevance est donc indépendant de la consommation d'énergie, mais respecte la causalité des coûts et tient compte de la stratégie tarifaire appliquée aux tarifs domestiques.

Le Distributeur a proposé de geler la redevance d'abonnement lors des quatre derniers dossiers tarifaires. Toutefois, lors du dernier dossier tarifaire, deux intervenants se sont opposés à la stratégie du Distributeur. D'une part, le RNCREQ évaluait que la redevance d'abonnement était trop élevée, car elle comportait des coûts de SALC et de recouvrement

qui sont fonction de la consommation d'un client, plutôt que de l'activité de desservir ce dernier. D'autre part, UC évaluait que le Distributeur devait considérer la possibilité de réduire la redevance afin de refléter davantage la causalité des coûts.

Compte tenu de ces analyses et points de vue divergents, la Régie jugeait, dans la décision D-2008-024, qu'il était opportun de revoir les coûts inclus dans la redevance pour s'assurer que le montant qui lui est attribué reflète avec justesse les coûts fixes réellement encourus par le Distributeur pour desservir chaque abonnement. Le montant de la redevance n'ayant pas été réévalué depuis le dossier tarifaire R-3541-2004, la Régie demandait au Distributeur d'analyser la composition et le niveau de la redevance d'abonnement et de lui présenter ses conclusions dans le cadre du présent dossier tarifaire⁸⁵.

Le Distributeur présente tout d'abord chacun des coûts qui composent la redevance d'abonnement⁸⁶. Si l'allocation des coûts était respectée à la lettre, le montant de la redevance atteindrait 64,37 ¢/jour. Toutefois, le Distributeur choisit plutôt de tenir compte des coûts de SALC et de mesurage, mais d'exclure une partie des coûts de branchement et la totalité des coûts de réseau minimum.

Il présente également des scénarios de hausse et de baisse de la redevance et leurs impacts respectifs sur la clientèle. Le scénario de hausse de la redevance est basé sur un prix de 64,37 ¢/jour, correspondant aux coûts fixes de SALC, de mesurage et de réseau. Quant au scénario de baisse de la redevance, il est basé sur un montant de 25 ¢/jour, soit celui avancé par le RNCREQ lors du dossier tarifaire précédent.

D'une part, le Distributeur conclut qu'une hausse de la redevance d'abonnement combinée à une baisse équivalente des prix d'énergie n'est pas souhaitable en termes de signal de prix envoyé aux consommateurs d'énergie et d'impacts tarifaires sur les plus petits consommateurs qui subiraient des hausses allant de 4,1 % à 5,3 %.

D'autre part, il conclut qu'une baisse de la redevance combinée à une hausse du prix de la deuxième tranche d'énergie n'est pas non plus souhaitable, compte tenu des impacts tarifaires importants pour une part de la clientèle et de la baisse du signal de prix pour les autres. En effet, les clients qui ont une consommation plus importante subiraient des impacts tarifaires allant de 3,8 % à 8,5 %, tandis qu'environ 60,0 % des clients verraient leur facture diminuée sans avoir fait d'effort de réduction de leur consommation d'électricité.

⁸⁵ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 81.

⁸⁶ Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 36.

Ainsi, le Distributeur propose de maintenir la redevance à 40,64 ¢/jour pour une cinquième année consécutive. Il indique que le montant actuel est légèrement supérieur à l'ensemble des coûts de SALC et de mesurage, qui s'élève à 38,91 ¢/jour, mais inférieur de 1,69 ¢/jour à l'ensemble des coûts si ceux-ci incluaient le branchement (42,33 ¢/jour). Selon son évaluation, ce montant lui permet de refléter la causalité des coûts et de continuer à accroître, de manière progressive, le signal de prix des tarifs domestiques, en appliquant les hausses tarifaires uniquement sur les prix des tranches d'énergie, notamment sur la seconde.

Le RNCREQ réitère, cette année, sa proposition de diminuer la redevance pour la fixer cette fois à 28 ¢/jour. L'intervenant justifie ce montant en plaidant que la totalité des coûts de réponse téléphonique, de plaintes et réclamation, de subtilisation et de recouvrement, ne peut être traitée en tant que coûts fixes, car une part importante de ces coûts est davantage reliée à la consommation d'énergie de chaque client.

Il ajoute qu'une telle baisse de la redevance d'abonnement permet d'accroître davantage le prix de la deuxième tranche d'énergie et d'atteindre ainsi plus rapidement le coût marginal de long terme. Cette proposition fait d'ailleurs en sorte que les petits consommateurs d'électricité connaissent une baisse de leur facture d'électricité, étant donné qu'ils ne contribuent pas ou peu à la pointe de la demande d'énergie.

OC s'oppose aux conclusions du RNCREQ. Elle indique, entre autres, que les coûts de réponse téléphonique sont des coûts fixes qui sont associés à des appels de toutes sortes de la part des clients, dont la majorité n'a rien à voir avec le montant de la facture d'électricité à payer, alors que les coûts de recouvrement ne sont pas que reliés aux mauvaises créances. Elle ajoute que le montant de la redevance proposé par le Distributeur est comparable à celui des autres entreprises de distribution d'électricité au Canada et qu'il ne crée pas d'impacts tarifaires trop importants.

Le GRAME rejette tout d'abord le scénario de la hausse de la redevance d'abonnement évalué par le Distributeur, car une telle hausse nuit aux efforts en efficacité énergétique et affecte particulièrement, en pourcentage d'augmentation de la facture, la clientèle à faible revenu. Quant au scénario de baisse de la redevance, il se préoccupe du fait que plusieurs clients auraient une facture plus basse sans effort de gestion de leur consommation, ce qui les exclut du signal de prix visé.

Pour sa part, S.É./AQLPA s'oppose à une baisse de la redevance d'abonnement car, d'une part, les clients en première tranche verraient leur facture diminuer sans avoir fait d'effort de réduction de leur consommation d'électricité et, d'autre part, le montant actuel de la

redevance est déjà faible, ne couvrant qu'environ les deux tiers des coûts fixes qui lui sont associés.

Enfin, le ROEÉ favorise l'adoption d'une redevance d'abonnement variable, établie en fonction du profil de charge annuel moyen d'un ensemble de clients. Néanmoins, dans son argumentation, l'intervenant appuie la proposition du RNCREQ d'abaisser le niveau de la redevance afin d'accroître le signal de prix envoyé par le tarif D.

La Régie est satisfaite de l'analyse déposée par le Distributeur à la suite de sa demande exprimée dans la décision D-2008-024.

Après avoir analysé les composantes et le niveau de la redevance, la stabilisation des revenus, la structure des tarifs domestiques et la stratégie tarifaire, la Régie conclut que la proposition du Distributeur de maintenir le gel du montant de la redevance à 40,64 ¢/jour est juste et raisonnable pour les motifs suivants :

- les principaux coûts fixes engagés par le Distributeur pour desservir chaque client résidentiel sont couverts par la redevance;
- la causalité des coûts est respectée;
- la redevance permet au Distributeur de stabiliser ses revenus dans un contexte de fluctuations de consommation d'énergie et d'efficacité énergétique;
- le gel de la redevance permet d'accroître le signal de prix des tarifs domestiques en concentrant les hausses tarifaires sur le prix de l'énergie, notamment la seconde tranche;
- compte tenu de la stratégie tarifaire, les impacts tarifaires sur la clientèle sont minimisés.

La Régie accepte donc la proposition du Distributeur.

5.3 ANALYSE DE LA STRUCTURE DU TARIF DT

La Régie notait dans la décision D-2008-024 que le tarif DT était absent de la réforme des tarifs domestiques. Le but de ce tarif est d'inciter les clients à optimiser leur consommation d'énergie par un meilleur signal de prix. Il permet également au Distributeur de bénéficier de l'effacement de la charge de chauffage électrique du client participant durant les heures de pointe du réseau. La Régie demandait au Distributeur de présenter une analyse de la structure du tarif DT en considérant les coûts actuels des approvisionnements

postpatrimoniaux⁸⁷. Le Distributeur répond à cette demande dans le cadre du présent dossier tarifaire.

Outre l'effacement de la charge de chauffage, le tarif DT a pour conséquence d'inciter les propriétaires de systèmes bi-énergie à déplacer leur consommation d'électricité des autres usages de la période de pointe à la période hors pointe, période durant laquelle les coûts de fourniture et de transport sont plus bas.

Le Distributeur indique que le tarif DT permet d'effacer 810 MW de charge de chauffage et 500 GWh d'énergie en période de pointe, ce qui en fait un important outil de gestion de la demande. Le tarif est ainsi bénéfique pour le Distributeur qui n'a pas à faire des achats de fourniture supplémentaires. Il l'est également pour les clients qui profitent d'une réduction de leur facture et pour la société qui profite de tarifs d'électricité plus bas en raison de l'effacement que permet le tarif bi-énergie.

En réponse à la demande de la Régie, le Distributeur évalue tous ces avantages, en calculant le coût d'abrogation du tarif DT⁸⁸. En démontrant qu'il n'est pas rentable de l'abroger, pour la société comme pour les clients, le Distributeur mentionne cependant que les dernières hausses du prix du mazout⁸⁹ diminuent considérablement les économies annuelles que les clients du tarif bi-énergie peuvent réaliser, poussant ces derniers à délaisser le tarif DT.

Compte tenu du prix élevé du mazout, de son évolution incertaine à court terme et de la faiblesse des économies annuelles réalisées par les clients du tarif DT, le Distributeur propose de hausser de 5,9 % le prix de l'énergie en période de pointe du tarif DT, sans changer les autres composantes du tarif. Le prix de l'énergie en pointe passerait ainsi de 17,55 ¢/kWh à 18,59 ¢/kWh, soit l'équivalent de 1,50 \$/litre de mazout⁹⁰. Le Distributeur veut ainsi conserver l'intérêt de ses clients à utiliser un système bi-énergie, plutôt que de les voir convertir leur système uniquement à l'électricité.

Le GRAME, S.É./AQLPA et UC appuient la proposition du Distributeur.

La Régie accepte la proposition du Distributeur de concentrer la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie en pointe, sans changer les autres composantes du tarif. Cependant, elle remarque que cette stratégie est diamétralement opposée à celle qui lui a été proposée l'année dernière, soit une hausse uniquement appliquée au prix hors pointe.

⁸⁷ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 90.

⁸⁸ Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 46.

⁸⁹ Les prix du mazout ont été compilés au printemps 2008.

⁹⁰ Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 50.

La Régie constate un effritement du marché de la bi-énergie résidentielle, alors que le Distributeur annonce un accroissement de ses besoins en puissance pour satisfaire la demande de pointe associée au chauffage électrique.

Dans ce contexte, la Régie souhaite que le Distributeur ait recours à tous les outils de gestion de la consommation disponibles pour freiner la croissance des besoins de puissance de pointe. La bi-énergie résidentielle est, assurément, un de ces outils et ce marché doit être sauvegardé. La Régie croit que le contexte auquel le Distributeur fait face favorise le développement de nouveaux outils de gestion de la demande.

La Régie demande donc au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, le résultat de ses réflexions sur ce sujet ainsi que les éléments de sa stratégie tarifaire et commerciale visant le développement de ces outils. Cette stratégie devra évidemment viser le maintien, voire la croissance, du marché de la bi-énergie résidentielle, mais également le développement d'autres créneaux.

5.4 PROJET TARIFAIRE HEURE JUSTE

Le projet tarifaire Heure Juste a été présenté par le Distributeur dans le cadre du dossier tarifaire R-3644-2007 afin de répondre à la demande de la stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec d'implanter progressivement une tarification selon la saison et l'heure d'usage auprès des clients résidentiels.

Dans la décision D-2008-024, la Régie approuvait, sous certaines conditions, la mise sur pied d'un tel projet pilote afin d'évaluer les impacts de différents signaux de prix sur les clients et leur capacité à déplacer leur consommation d'énergie en période de pointe vers la période hors pointe⁹¹. Le Distributeur présente un suivi du projet tarifaire Heure Juste dans le cadre du présent dossier tarifaire.

Les tarifs DA, de type « pointe critique », et DB, de type « dynamique dans le temps », sont testés auprès d'un échantillon de 2 200 participants admissibles au tarif D et répartis dans trois zones géographiques choisies pour évaluer, sous certaines contraintes, les impacts de chacun des tarifs⁹². Ces trois zones englobent les villes de Saint-Jean-sur-Richelieu, Trois-Rivières et celles de Sept-Îles et Val-d'Or. Le Distributeur annonce que l'objectif de

⁹¹ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, pages 104 et 105.

⁹² Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 138.

recrutement fixé à 3,0 % pour l'ensemble des quatre villes a été atteint et même dépassé, atteignant 3,7 %.

Le Distributeur mentionne que le projet pilote a été commercialisé sous le nom de projet tarifaire Heure Juste, alors que les tarifs DA et DB ont reçu respectivement les noms de tarifs Réso+ et Réso.

Les campagnes d'information et de sollicitation auprès des différentes populations ont débuté au mois de mai 2008 pour se terminer le 8 août 2008. Le Distributeur indique qu'il a fait parvenir un accusé de réception aux clients qui ont retourné leur formulaire d'adhésion et qu'il a procédé, sur une base aléatoire, à l'identification des participants (groupes expérimental et contrôle).

Les compteurs des participants sélectionnés ont été remplacés, de septembre à novembre 2008, par des compteurs utilisant un réseau maillé à Saint-Jean-sur-Richelieu et à Trois-Rivières, avec installation d'afficheurs pour les participants de Saint-Jean-sur-Richelieu et par des compteurs utilisant un lien téléphonique à Sept-Îles et à Val-d'Or, compte tenu de la plus faible densité de population.

Enfin, le projet a débuté le 1^{er} décembre 2008 et se terminera le 31 mars 2010, soit deux hivers plus tard⁹³.

La Régie prend note du suivi du projet tarifaire Heure Juste présenté par le Distributeur. Elle lui demande de déposer une mise à jour de ce suivi, lors du prochain dossier tarifaire, qui comportera notamment, les résultats disponibles à ce moment.

5.5 TARIF APPLICABLE AU RÉSEAU AUTONOME DE SCHEFFERVILLE

Dans la décision D-2006-123, la Régie autorisait le Distributeur à prendre en charge les clients du réseau autonome de Schefferville situé au nord du 53^e parallèle. Le prix facturé à ces clients est nettement inférieur à celui facturé aux clients du réseau intégré du Distributeur.

Dans la décision D-2008-024, la Régie acceptait la proposition du Distributeur d'introduire, à compter du 1^{er} avril 2008, un tarif de transition afin que le tarif d'électricité de Schefferville rejoigne celui du réseau intégré, sans créer de choc tarifaire. Le tarif de

⁹³ Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 142.

transition consiste à appliquer, sur une période de cinq ans, un rabais dégressif sur les tarifs en vigueur au sud du 53^e parallèle.

Par ailleurs, dans la décision D-2008-024, la Régie demandait le dépôt d'une étude de coûts du réseau de Schefferville afin d'examiner l'opportunité d'introduire une tarification spécifique pour les clients de ce réseau. Le Distributeur proposait toutefois d'exempter le réseau de Schefferville de l'application des Tarifs⁹⁴ et des Conditions de service au nord du 53^e parallèle ou de toute tarification spécifique, point sur lequel la Régie n'avait pas statué.

Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur maintient la proposition présentée au dossier tarifaire R-3644-2007, soit de poursuivre la transition amorcée vers les tarifs applicables au sud du 53^e parallèle⁹⁵.

Le Distributeur mentionne que la mise en service d'une centrale au diesel de réserve est prévue en 2012⁹⁶.

Le CNIMLJ insiste sur la situation socioéconomique exceptionnelle de la communauté. Il souhaite que les tarifs d'électricité présentement en vigueur à Matimekush-Lac John soient gelés pour une période de deux ans. Il demande également au Distributeur de mener, ou financer, une étude d'impacts de la tarification sur l'économie des familles de Matimekush-Lac John. Il demande à la Régie de contraindre le Distributeur à choisir, pour le réseau autonome de Schefferville, un tarif de base différent de celui utilisé au sud du 53^e parallèle. Ce tarif devra être négocié avec les représentants de la communauté de Matimekush-Lac John. Le CNIMLJ demande aussi, subsidiairement, de développer un plan d'intervention en efficacité énergétique précis et particulier à la région de Schefferville.

Le GRAME appuie la proposition du Distributeur d'appliquer le tarif D du réseau intégré à cette clientèle. De plus, il est contre l'application d'une tarification dissuasive aux clients de Schefferville.

S.É./AQLPA recommande de continuer à exempter le réseau de Schefferville de l'application des Tarifs et Conditions de service au nord du 53^e parallèle ou de toute

⁹⁴ *Tarifs et conditions du Distributeur* (les Tarifs). En vigueur le 1^{er} avril 2008 et approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2008-044, dossier R-3644-2007.

⁹⁵ Comme pour tous les réseaux autonomes, le tarif DT ne serait pas applicable et le tarif MA serait applicable à un client de plus de 900 kW raccordé au réseau autonome de Schefferville.

⁹⁶ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 153.

tarification spécifique et de poursuivre la transition amorcée vers les tarifs applicables au sud du 53^e parallèle.

La Régie accepte la proposition du CNIMLJ de geler les tarifs d'électricité présentement en vigueur à Schefferville pour une période de deux ans. La Régie ne se prononce pas, dans la présente décision, sur le choix du tarif à appliquer à ce réseau.

De plus, la Régie demande au Distributeur d'évaluer la demande d'énergie sur ce réseau, en tenant compte des développements potentiels dans cette région, dans le dossier tarifaire de 2011. Elle demande également au Distributeur de déposer une analyse des impacts sur les coûts de ce réseau s'il advenait un changement de la source de production de l'énergie.

Concernant les programmes d'efficacité énergétique, la Régie demande au Distributeur de développer un plan d'intervention particulier et adapté pour la région de Schefferville.

5.6 MISE À JOUR DES CRÉDITS D'ALIMENTATION EN MOYENNE OU HAUTE TENSION ET DU RAJUSTEMENT POUR PERTES DE TRANSFORMATION

Lorsque l'électricité est fournie en moyenne ou haute tension et que le client l'utilise à cette tension ou la transforme lui-même sans frais pour le Distributeur, ce client a droit à un crédit applicable à son abonnement.

Les crédits d'alimentation sont composés d'un crédit reflétant les coûts de transformation évités par le Distributeur ainsi que d'un montant permettant de créditer les coûts de réseau associés aux tensions d'alimentation. L'objectif des crédits d'alimentation est donc, outre de compenser le client qui fournit sa propre transformation, de permettre au Distributeur de ne pas répercuter les coûts de moyenne et basse tension chez la clientèle de haute tension et ceux de basse tension chez les clients de moyenne tension.

Le Distributeur présente des modifications aux crédits d'alimentation. Dans le cadre de son analyse, il conclut que l'écart de l'ordre de 10 %, en général, par niveau de tension entre le crédit actuel et le coût estimé s'avère relativement faible. Ainsi, il propose de continuer de faire évoluer les crédits d'alimentation dans les mêmes proportions que les prix de la puissance des tarifs généraux.

Au sujet du rajustement pour pertes de transformation, le Distributeur est disposé à compenser le client jusqu'à concurrence d'un montant correspondant à 0,6 % de sa facture totale. Ce taux de perte reflète les exigences techniques des transformateurs installés par le Distributeur et le Transporteur. Le rajustement actuel est de 0,56 % du revenu unitaire du tarif L et de 0,51 % dans le cas du tarif M⁹⁷.

S.É./AQLPA considère raisonnable la proposition du Distributeur sur les crédits d'alimentation, d'autant plus qu'il n'y a pas de demande d'augmentation de la prime de puissance du tarif L. L'intervenant considère également que la proposition du Distributeur relative aux crédits pour pertes de transformation incite le consommateur à se doter d'un transformateur efficace.

La Régie demande au Distributeur de remettre à niveau les crédits d'alimentation sur la base des coûts estimés présentés au dossier, afin de répartir le plus équitablement possible les crédits pour chacun des niveaux de tension.

La Régie autorise le Distributeur à hausser le niveau du crédit pour perte de transformation à 16,18 ¢/kWh afin qu'il atteigne le ratio de 0,6 % du revenu unitaire du tarif L. La Régie prend également acte de l'intention du Distributeur de maintenir ce ratio dans le temps en appliquant une hausse du crédit qui soit au moins égale à la hausse tarifaire moyenne.

5.7 FRAIS DE BRANCHEMENT EN SOUTERRAIN

Le Distributeur demande une augmentation des tarifs par bâtiment pour l'alimentation en souterrain, afin de tenir compte de l'augmentation des coûts de ces raccordements.

Ces tarifs, qui sont établis sur la base d'un différentiel entre les coûts de l'option en souterrain et les coûts d'une alimentation en aérien, subissent une hausse marquée. Celle-ci résulte de l'effet combiné de la baisse en pourcentage de certains coûts en aérien et de la hausse de certains prix unitaires applicables en souterrain.

Lors de l'audience, la Régie a entendu les arguments du Distributeur, de même que ceux de l'APCHQ et de l'APECQ, représentant les constructeurs d'habitation directement concernés par la hausse demandée. La Régie constate que les affirmations du Distributeur au sujet de la hausse des coûts sont fondées et que la méthode de calcul de la contribution demandée

⁹⁷ Pièce B-1-HQD-12, document 1, pages 159 et 160.

aux promoteurs ne comporte pas de risque de double comptage, comme le craignaient les intervenantes.

La Régie constate que la demande d'ajustement des prix apparaissant au tarif est justifiée. Toutefois, les augmentations demandées, qui varient selon le type de bâtiment, sont supérieures à celles généralement consenties dans des domaines d'activités connexes. **La Régie demande au Distributeur de répartir la hausse également sur deux années, afin d'atténuer le choc qui y est associé.**

5.8 RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX

Le Distributeur présente le suivi de la réforme des tarifs généraux qui vise principalement à améliorer le signal de prix envoyé par les structures des tarifs G et M et à harmoniser la facturation de la puissance entre ces deux tarifs.

Ces objectifs se matérialiseront par différentes mesures qui seront mises en œuvre par étapes, au cours des trois prochaines années :

- élimination progressive de la dégressivité des tarifs G et M – avril 2009 à avril 2013;
- harmonisation des mécanismes de facturation de la puissance des tarifs généraux – décembre 2009 à avril 2011;
- révision des seuils d'admissibilité des tarifs de petite et moyenne puissance – avril 2011.

Le Distributeur propose d'échelonner ces étapes sur cinq ans afin d'éviter des chocs tarifaires pour les clientèles concernées. Il prévoit également introduire les modalités tarifaires un an à l'avance dans le texte des Tarifs afin de permettre aux clients et à son personnel de se familiariser avec les changements et de se préparer à leur application.

Le Distributeur présente une analyse pour chacune des grandes étapes de la réforme, de même que les impacts tarifaires propres à chacune.

En premier lieu, pour éliminer progressivement les deuxièmes tranches de prix d'énergie, le Distributeur mentionne que les redevances et primes de puissance sont gelées, afin de pouvoir hausser suffisamment les prix des secondes tranches d'énergie des tarifs G et M, alors que les prix des premières tranches d'énergie augmenteront moins rapidement que ceux des secondes tranches. Il calcule que l'impact tarifaire sera progressif pour les clients

du tarif M sur la période. Pour les clients du tarif G, il sera important en fin de période, d'où l'incitatif pour ceux-ci à transférer au tarif M à partir de 2011.

En second lieu, pour harmoniser les mécanismes de facturation de la puissance, le Distributeur propose de remplacer le mécanisme de la puissance souscrite en vigueur pour le tarif M afin d'y introduire un mécanisme automatique de fixation de la PFM, tel qu'employé actuellement au tarif G. Des mesures transitoires, qui consistent essentiellement à modifier la définition de la PFM sur une période de deux ans, s'appliqueront exclusivement aux abonnements existants avant le 1^{er} avril 2009. La définition de la PFM sera ainsi la même que celle du tarif G, mais appliquée à un seuil minimal de 100 kW.

Il indique que les clients les plus touchés par l'harmonisation seront les clients saisonniers, qui profitent actuellement de la flexibilité de la puissance souscrite pour passer du tarif M au tarif G et vice-versa, ainsi que les clients qui baissent au minimum leur puissance souscrite pour éviter d'être contraints par un seuil minimal de puissance à facturer. Or, ces cas ne seront plus possibles au terme de la réforme.

En troisième lieu, afin de favoriser la transition des clients du tarif G vers les tarifs M ou G-9, à la suite des hausses importantes du prix de la deuxième tranche d'énergie du tarif G, le Distributeur va modifier les seuils d'admissibilité des tarifs de petite et moyenne puissance. Il entend ainsi diminuer la borne inférieure du tarif M de 100 kW à 50 kW et la PFM du tarif G de 100 kW à 65 kW. Ces deux mesures éviteront aux clients d'être pénalisés s'ils demeurent à un tarif non approprié pour leur appel de puissance.

Le Distributeur estime à près de 9 000 le nombre d'abonnements qui seront sujets à un changement de tarif à la suite de la modification des seuils d'admissibilité. Il précise que 6 500 abonnements seront transférés automatiquement vers le tarif le plus avantageux pour eux, alors que les 2 500 autres seront classés à l'aide de simulations tarifaires et d'indicateurs de suivi. Il ajoute que cette méthode proactive de transfert des abonnements répond aux préoccupations de la FCEI et de l'UMQ émises dans le cadre du dossier tarifaire R-3644-2007.

Quant aux impacts tarifaires de la modification des seuils d'admissibilité, le Distributeur mentionne que 62 % des abonnements au tarif G auront intérêt à transférer au tarif M, que 34 % demeureront au tarif G, alors que 4 % d'entre eux iront au tarif G-9⁹⁸.

⁹⁸ Pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 109 et 110.

Ainsi, au terme de la période 2009-2011, près de 70 % des clients du tarif M connaîtront des hausses allant de 0 % à 5 %, tandis que 15 % de ces clients enregistreront des baisses de leurs factures pouvant aller jusqu'à 10 %. Un autre 15 % des clients subiront des hausses de 5 % à plus de 10 %. Le Distributeur souligne que ces impacts ont été calculés en incluant des hausses tarifaires annuelles de 2,2 % en 2009 et de 2,0 % en 2010 et 2011.

Le Distributeur estime que les ajustements proposés offrent des avantages qui atténuent ces impacts tarifaires. Ainsi, le mécanisme automatique de fixation de la PFM est établi à 65 % de l'appel de puissance maximal en hiver, au lieu d'un seuil équivalent à 75 % avec le mécanisme de puissance souscrite actuel. De plus, l'abaissement du seuil du tarif M de 100 kW à 50 kW allège la contrainte de la PFM pour les plus petits clients saisonniers, sans qu'ils aient besoin de changer de tarif⁹⁹.

Divers intervenants expriment leur satisfaction à l'égard de la réforme des tarifs généraux proposés par le Distributeur. Le GRAME est en faveur de l'élimination de la dégressivité de ces tarifs pour stimuler les économies d'énergie. S.É./AQLPA appuie, entre autres, l'harmonisation des mécanismes de facturation de la puissance, puisqu'elle élimine les inconvénients constatés du mécanisme de la puissance souscrite appliquée au tarif M et qu'elle a peu d'impacts sur les clients.

La Régie prend acte de la mise en œuvre du plan de réforme des tarifs généraux proposé par le Distributeur. Elle est d'avis que les éléments de cette réforme respectent les orientations et objectifs approuvés dans la décision D-2008-024. Les éléments de la réforme vont permettre d'atteindre les objectifs fixés au départ, dans un délai jugé raisonnable et sans créer d'impacts tarifaires trop importants.

La Régie demande au Distributeur un suivi annuel de l'implantation de chacun des éléments de cette réforme et de lui présenter les impacts tarifaires réels de ces éléments après leur entrée en vigueur.

5.9 SEGMENTATION DES CLIENTS DES TARIFS GÉNÉRAUX

À la suite de la réforme des tarifs généraux, la Régie est préoccupée par le fait que des abonnés du tarif M de même FU auront les mêmes coûts unitaires, indépendamment de leur consommation annuelle d'énergie.

⁹⁹ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 112.

Dans sa décision D-2008-024, la Régie demandait au Distributeur « *de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une analyse de la segmentation de la clientèle des tarifs généraux G, M et L. Cette présentation devra préalablement faire l'objet d'une séance de travail avec les intervenants et le personnel technique de la Régie* »¹⁰⁰.

Lors d'une séance de travail tenue au printemps 2008, le Distributeur a présenté les grandes lignes de son analyse sur la segmentation des clients des tarifs généraux.

Le Distributeur conclut qu'une nouvelle segmentation de la clientèle des tarifs généraux n'est pas réalisable compte tenu, principalement, du fait qu'il n'existe pas de causalité entre les niveaux de consommation en énergie et les coûts qui sont associés aux tarifs généraux, étant donné l'hétérogénéité caractérisant la clientèle de ces tarifs.

De même, il ajoute que l'existence de deux catégories tarifaires distinctes pour la moyenne et la grande puissance n'est pas justifiée sur la base des coûts unitaires, compte tenu du peu d'écart entre les coûts unitaires de transport et de fourniture pour les tarifs M et L.

Le Distributeur mentionne qu'il complétera, lors du prochain dossier tarifaire, son analyse des coûts pour des segments particuliers de clients à l'intérieur des catégories de moyenne et grande puissance, afin d'examiner davantage la pertinence de modifier les seuils d'application des tarifs actuels.

La FCEI émet certains commentaires sur la segmentation possible du tarif M. Entre autres, elle mentionne, d'une part, que la décroissance des prix selon la consommation qui s'applique présentement au tarif M est justifiée et doit être conservée. D'autre part, et contrairement au Distributeur, elle suggère la possibilité de segmenter les tarifs généraux sur la base des niveaux de tension et des appels de puissance maximale des clients.

La Régie prend note des résultats présentés et demande au Distributeur de compléter son analyse de la segmentation des tarifs généraux, lors du prochain dossier tarifaire.

Néanmoins, compte tenu de la nature technique de ce sujet, la Régie demande qu'une séance de travail supplémentaire ait lieu afin que l'analyse soit présentée aux intervenants et à son personnel technique¹⁰¹.

Quant aux propositions de la FCEI, la Régie ne les retient pas pour l'instant. De nouvelles données et informations seront présentées par le Distributeur lors du

¹⁰⁰ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 96.

¹⁰¹ Pièce A-18-1-NS du 1^{er} décembre 2008, pages 13 et 14.

prochain dossier tarifaire, afin de compléter l'analyse sur la segmentation des tarifs généraux. À cet égard, la séance de travail, ci-dessus mentionnée, constituera le forum approprié pour la FCEI afin d'exposer ses recherches et son point de vue sur ce sujet¹⁰².

5.10 FACTURATION DES FRAIS EN MATIÈRE DE SUBTILISATION D'ÉNERGIE

Le Distributeur propose de modifier les dispositions des Conditions de service traitant des corrections des erreurs de facturation (article 11.5) et celles traitant des frais d'intervention (article 15.5), en y ajoutant un texte permettant la récupération des coûts reliés aux inspections lors de cas de manipulation des installations et des appareils de mesurage. Il propose également de modifier l'article 12.5 des Tarifs (frais d'inspection), pour y inclure un montant représentatif du coût moyen des inspections des cas de manipulation.

La preuve administrée par le Distributeur indique qu'il a instauré une pratique d'affaires à cet effet dès 2006 et qu'il demande maintenant de la voir codifiée aux Conditions de service.

En audience, le Distributeur mentionne que :

« La nouvelle approche est utilisée principalement pour les clients résidentiels depuis deux mille six (2006). [...] Dans le cas des clients commerciaux, on utilise encore la Loi Victoria à plusieurs occasions. »

[...]

« On utilise cette méthode-là principalement pour les situations où c'est une première infraction qu'on constate. Mais dans des situations où on constate qu'il y a un réseau, ou c'est de quoi de majeur, ou il y a une répétition au niveau des cas, à ce moment-là, on peut toujours utiliser la Loi Victoria. »¹⁰³

En effet, dans le cadre de l'étude d'une plainte d'un client du Distributeur, la Régie refusait à ce dernier sa réclamation des frais d'inspection dans un cas de manipulation¹⁰⁴. Cette dernière décision ayant fait l'objet d'une demande de révision, la Régie décidait qu'il était

¹⁰² La FCEI s'est dite ouverte à discuter de ses propositions avec le Distributeur dans le cadre d'un groupe de travail. Voir pièce A-18-10-NS du 15 décembre 2008, page 15.

¹⁰³ Pièce A-18-2, pages 62 et 63.

¹⁰⁴ Décision D-2008-034, dossier P-110-1444, 3 mars 2008.

possible d'interpréter l'article 42 des Conditions de service (maintenant article 15.5) comme permettant la réclamation des frais d'inspection des cas de manipulation. Par contre, la Régie concluait que la décision de la première formation était soutenable et refusait d'intervenir, tout en suggérant au Distributeur qu'il aurait avantage à faire clarifier la question dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire :

« Considérant que l'article 42 des Conditions de service peut se prêter à différentes interprétations, si le Distributeur veut se prévaloir des Conditions de service pour réclamer le remboursement des coûts que lui occasionne une intervention découlant de la manipulation du compteur, il aurait avantage à faire clarifier cela dans le cadre d'une demande de modification des dispositions des Conditions de service ou des Tarifs ou d'une demande spécifique à cet égard. »¹⁰⁵

L'article 42 des Conditions de service a été remplacé, le 1^{er} avril 2008, par l'article 15.5 que le Distributeur propose de modifier par l'ajout du texte suivant :

« Lorsqu'Hydro-Québec constate que l'installation électrique ou l'appareillage de mesurage ont été manipulés de manière à altérer le mesurage de l'électricité ou s'il y a entrave au mesurage de l'électricité, le client doit payer les "frais d'inspection" prévus aux tarifs d'électricité ainsi que les coûts d'achat et d'installation de l'appareil de mesurage endommagé. »¹⁰⁶

Pour répondre à des objections de certains intervenants et au questionnement de la Régie voulant que ce texte crée une situation proche de la présomption de responsabilité, le Distributeur a proposé d'ajouter, à la fin du texte ci-dessus de l'article 15.5 proposé, les mots suivants : *« à moins que le client ne démontre que telle manipulation ou entrave a eu lieu hors de sa connaissance »¹⁰⁷*.

Le texte du dernier alinéa de l'article 15.5 se lirait comme suit :

« Lorsqu'Hydro-Québec constate que l'installation électrique ou l'appareillage de mesurage ont été manipulés de manière à altérer le mesurage de l'électricité ou s'il y a entrave au mesurage de l'électricité, le client doit payer les "frais d'inspection" prévus aux tarifs d'électricité ainsi que les coûts d'achat et d'installation de l'appareil de mesurage endommagé à moins que le client ne démontre que telle manipulation ou entrave a eu lieu hors de sa connaissance. »

¹⁰⁵ Décision D-2008-098, P-110-1444R, 24 juillet 2008, page 8.

¹⁰⁶ Pièce B-1-HQD-12, document 6, page 11.

¹⁰⁷ Pièce A-18-11-NS du 16 décembre 2008, page 40.

La Régie accepte la proposition de modification de l'article 15.5 des Conditions de service, tel que décrit ci-dessus, ainsi que les modifications de concordances proposées aux articles 11.5 et 12.5 des Conditions de service.

La Régie approuve le montant de 526 \$¹⁰⁸ à titre de frais d'inspection. Elle demande au Distributeur de déposer les coûts d'achat et d'installation de l'appareil de mesurage au plus tard le 12 mars 2009, à 12 h.

5.11 CONDITIONS DE SERVICE

Le 6 mars 2008, la Régie approuvait les Conditions de service du Distributeur et fixait leur entrée en vigueur le 1^{er} avril 2008¹⁰⁹. Le Distributeur soumet que, depuis leur entrée en vigueur, l'application des Conditions de service a fait ressortir le besoin d'apporter quelques précisions et ajustements au libellé des articles 15.4, 16.1, 16.2 et 17.3¹¹⁰. À la suite de demandes de renseignements de la Régie, le Distributeur propose également des modifications à l'article 16.7 et à la définition de « montant alloué » contenue à l'article 3.1¹¹¹.

La Régie accepte les modifications proposées aux articles 3.1, 16.1, 16.2 et 16.7, puisqu'elles permettent de préciser que le branchement est exclu du montant alloué, du coût des travaux et de l'exemption de 100 mètres d'un prolongement de ligne de distribution d'électricité.

Conformément à la décision D-2006-34¹¹², elle accepte d'ajouter à l'article 15.4 que les « frais spéciaux de raccordement pour réseau autonome » ne s'appliquent pas lorsque le branchement alimente des charges de chauffage électrique temporaire pour le séchage de joints et de peinture durant la construction.

La Régie accepte la correction proposée à l'article 17.3, puisque les coûts additionnels d'achat et d'installation de l'appareillage de mesurage doivent s'appliquer à toute option et non seulement à l'option d'alimentation en souterrain.

¹⁰⁸ Pièce B-1-HQD-12, document 1.1, page 14.

¹⁰⁹ Décision D-2008-028, dossier R-3535-2004, 6 mars 2008.

¹¹⁰ Pièce B-1-HQD-12, document 1, pages 163 à 167; pièce B-4-HQD-12, document 6.

¹¹¹ Pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 116 et 117.

¹¹² Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, pages 82 et 83.

Le texte final français des articles 3.1, 11.5, 15.4, 15.5, 16.1, 16.2, 16.7 et 17.3, approuvé par la Régie, se trouve à l'annexe B de la présente décision.

La Régie apporte des modifications au texte anglais des Conditions de service soumis par le Distributeur¹¹³. Ces modifications résultent des modifications apportées au texte français, par la présente décision, ainsi que de la consultation d'un réviseur linguistique externe. Le texte final anglais des articles 3.1, 11.5, 15.4, 15.5, 16.1, 16.2, 16.5, 16.7 et 17.3, approuvé par la Régie, se trouve en annexe C.

6. STRATÉGIE TARIFAIRE

Répartition de la hausse tarifaire

Le Distributeur prévoit un revenu additionnel requis de 185,0 M\$. Il propose de le récupérer par une hausse de 2,0 % de ses tarifs¹¹⁴.

Le Distributeur propose une hausse uniforme par catégorie de consommateurs. Compte tenu de cette hausse uniforme, les indices d'interfinancement de 2009 demeurent relativement stables avant et après la hausse tarifaire.

Tout en souscrivant aux préoccupations énoncées par la Régie dans ses décisions, soit la vérité des coûts et l'équité entre les catégories de consommateurs, le Distributeur mentionne que l'application d'ajustements tarifaires différenciés demeure une question d'intérêt public qu'il convient de laisser la Régie arbitrer.

Le Distributeur soumet toutefois les scénarios de hausses différenciées par catégorie de consommateurs reflétant la variation de leurs coûts de service et l'impact de cette hausse différenciée sur les niveaux d'interfinancement.

Par ailleurs, dans la décision D-2008-024, la Régie demandait au Distributeur de déposer, lors du présent dossier tarifaire, différents scénarios de hausses différenciées. D'emblée, le Distributeur précise qu'il n'existe pas de règle ou de principe reconnu dans le domaine. Ainsi, les scénarios fournis font appel à un critère d'écart maximal entre la hausse de chaque

¹¹³ Pièce B-4-HQD-12, document 7.

¹¹⁴ Soit 2,2 % initialement, ajusté en janvier 2009 pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre. Voir aussi la section 3.8.

catégorie de consommateurs et la hausse moyenne demandée pour l'ensemble de la clientèle.

De l'avis du Distributeur, l'application d'un critère d'écart maximal suppose qu'à chaque dossier tarifaire, le poids joué par la « Croissance des coûts » dans le calcul des hausses différenciées pourrait être réduit au profit des « Ajustements » qui sont proportionnels aux revenus prévus avant la hausse pour chaque catégorie de consommateurs. Cela signifie également que, lorsqu'une catégorie de consommateurs subira une hausse de coût inférieure à la hausse basée sur la variation moyenne du coût de service, les autres catégories subiront des hausses plus importantes que celles qu'elles auraient assumées dans un scénario basé sur la variation de ce même coût.

En revanche, d'année en année, nonobstant la croissance des revenus requis propre à chaque catégorie de consommateurs, les clients d'une catégorie donnée seraient protégés contre une hausse tarifaire beaucoup plus importante pour eux que pour le reste de la clientèle, ce qui assurerait une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de consommateurs. Ce faisant, un critère d'écart maximal pourrait répondre aux préoccupations du gouvernement du Québec exprimées dans le décret 1164-2007.

Le Distributeur présente, pour 2009, des scénarios d'écart maximal de 20 %, 30 % et 40 %, ainsi que leurs impacts sur l'indice d'interfinancement.

L'ACEF de Québec, OC et UC sont en faveur des hausses tarifaires uniformes. Pour leur part, l'AQCIE/CIFQ et la FCEI favorisent des hausses différenciées. S.É./AQLPA recommande de retenir un scénario de hausse différenciée avec un écart maximal de 20 %.

Pour l'année tarifaire 2009-2010, même si les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'ont pas évolué également, la Régie accepte la demande du Distributeur d'appliquer une hausse uniforme des tarifs, puisque toutes les catégories de clients sont affectées, directement ou indirectement, par la situation économique actuelle. Une hausse différenciée dans ce contexte serait inappropriée.

La Régie demande au Distributeur d'appliquer une hausse uniforme de 1,2 % sur l'ensemble des tarifs. De plus, elle demande au Distributeur de continuer à déposer, lors des prochains dossiers tarifaires, le scénario de hausses différenciées reflétant la croissance des coûts et les scénarios d'écart maximal de 20 %, 30 % et 40 %.

La hausse accordée représente une augmentation de 1,24 \$ par mois pour le client résidentiel moyen.

La Régie présente, au tableau suivant, une synthèse du revenu additionnel requis, tel qu'elle l'évalue dans le cadre du présent dossier tarifaire, en comparaison avec celui proposé par le Distributeur.

TABLEAU 17
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Revenu requis	10 662	(1)	10 661
Contrats spéciaux ⁽¹⁾	(1 053)	7	(1 046)
Revenu requis excluant les contrats spéciaux	9 609	6	9 615
Autres revenus	(177)		(177)
Amortissement du compte de nivellement de la température	75	(75)	0
Provision réglementaire de l'année précédente	84		84
	9 591	(69)	9 522
Revenus prévus selon les tarifs antérieurs excluant les contrats spéciaux	9 406		9 406
Revenu additionnel requis	185	(69)	116
Hausse tarifaire demandée	2,0 %		
Hausse tarifaire requise estimée			1,2 %
Provision réglementaire estimée (à récupérer dans l'année suivante)			36

Sources : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 13; pièce B-40-HQD-10, document 3, pages 3 et 7

Note : ⁽¹⁾ Ajustement estimé découlant de la révision du tarif de transport.

La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 12 mars 2009, à 12 h, les documents suivants :

- **le calcul de la provision réglementaire 2009;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-1-HQD-12, document 2;**
- **un tableau correspondant à la nouvelle grille tarifaire, selon le format de la pièce B-1-HQD-12, document 4;**

- **l'étude de répartition du coût de service par catégorie tarifaires tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B1-HQD-11, document 3;**
- **les ratios d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés à la pièce B1-HQD-12, document, 1, page 13;**
- **une mise à jour des Tarifs incorporant les modifications contenues dans la présente décision.**

7. PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le PGEÉ du Distributeur continue sa croissance. Par rapport au dossier tarifaire 2008, l'objectif d'économie d'énergie des programmes qui lui sont propres passe, pour la période 2003-2010, de 4,3 à 5,0 TWh dans le présent dossier. De 2003 à 2007, les programmes du PGEÉ ont généré des économies cumulatives d'énergie de 2,3 TWh.

7.1 AJUSTEMENTS DES OBJECTIFS

Pour atteindre la cible d'économie d'énergie à l'horizon 2010, un objectif de 924 GWh a été établi pour 2009. L'évolution du PGEÉ permet d'anticiper l'atteinte des objectifs à l'horizon 2010 puisque, à la fin de 2009, le Distributeur aura atteint 82 % de l'objectif 2003-2010.

L'objectif 2009 est en baisse de 13 % par rapport à celui prévu au dossier tarifaire R-3644-2007. Cette diminution s'explique par le fait que ce dossier incluait une prévision de 400 GWh pour un projet industriel inclus au PAMUGE. Les économies liées à ce projet ont été reportées à 2012. Par rapport aux résultats anticipés pour 2008, l'objectif 2009 montre une légère diminution de 1,2 %.

Le tableau suivant présente les nouvelles cibles annuelles ainsi que les résultats obtenus par programme ou activité. Les résultats réels pour 2007, anticipés pour 2008 et les objectifs 2009 montrent que le secteur résidentiel est responsable de la plus grande partie des économies d'énergie, soit 45 % des résultats du PGEÉ, et dépasse largement les prévisions du dossier tarifaire R-3644-2007. Les économies d'énergie du secteur commercial sont plus près des prévisions, alors que celles du secteur industriel sont en nette diminution par rapport aux résultats escomptés.

TABLEAU 18
IMPACT ÉNERGÉTIQUE ANNUEL DU PGEÉ
(GWh AJOUTÉS)

<i>Programmes / activités du Distributeur (impact en GWh ajoutés)</i>	<i>2003R⁽¹⁾</i>	<i>2004R⁽¹⁾</i>	<i>2005R⁽¹⁾</i>	<i>2006R⁽¹⁾</i>	<i>2007R⁽¹⁾</i>	<i>2008A⁽²⁾</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2003-2010</i>
Clientèle résidentielle	0	201	236	375	357	393	421	315	2 298
Diagnostic résidentiel	0	93	77	67	12	52	84	32	417
Mieux consommer	0	108	158	307	341	282	239	187	1 622
Rénovation énergétique - MFR	0	0	0	0	4	13	12	8	37
Récupération des frigos et congélos énergivores	0	0	0	0	0	41	70	68	179
Récupération et remplacement des frigos énergivores - MFR	0	0	0	0	0	2	10	14	26
Géothermie	0	0	0	0	0	1	1	2	4
Réseaux autonomes	0	0	0	0	0	3	5	3	11
Clientèle affaires	0	20	74	185	231	260	299	374	1 443
Produits efficaces	0	1	11	20	29	32	33	48	174
Petits clients affaires	0	2	2	1	1	1	11	36	54
Initiatives-bâtiments	0	5	18	85	124	139	164	195	730
Initiatives-systèmes industriels	0	10	27	52	44	57	61	65	316
PIBGE	0	1	17	29	33	30	30	30	170
Réseaux autonomes	0	0	0	0	0	1	1	1	3
Clientèle GE	0	23	122	161	312	273	195	175	1 261
PIIGE	0	20	112	153	164	155	150	150	904
PADIGE - analyses	0	3	10	8	148	118	45	25	357
PAMUGE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Innovations technologiques	0	0	7	5	3	9	9	9	42
LTÉ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IDÉE	0	0	0	0	0	0	1	1	2
PISTE	0	0	0	5	3	5	5	5	23
PADIGE - démonstration	0	0	7	0	0	3	3	3	16
Total⁽³⁾	0	244	439	726	903	935	924	873	5 044

Source : Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe B, page 30

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ A = Anticipé.

⁽³⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondissement.

La Régie prend acte des objectifs du Distributeur pour l'année 2009 et pour la période 2003-2010.

7.2 APPROBATION DU BUDGET 2009

Programmes du Distributeur

Le Distributeur prévoit un budget de 262,0 M\$ pour le PGEÉ 2009. Il s'agit d'une augmentation de 24 % par rapport au budget anticipé pour 2008 (211,0 M\$) et de 21 % par rapport au budget prévu pour 2009 dans le dossier tarifaire R-3644-2007. Au total, le Distributeur aura investi 1 181,0 M\$ au cours de la période 2003-2010 pour ses programmes et activités, une augmentation de 93,0 M\$ par rapport aux prévisions soumises en 2008. Pour cette même période, les partenaires et clients auront dépensé respectivement 18,0 M\$ et 689,0 M\$ dans le cadre du PGEÉ¹¹⁵.

Le tableau suivant présente les investissements annuels prévus par le Distributeur pour la période 2003-2010.

TABLEAU 19
BUDGET ANNUEL DU PGEÉ – INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR

<i>Programmes / activités du Distributeur (budget en M\$)</i>	<i>2003R</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	<i>2004R</i> ⁽¹⁾	<i>2005R</i> ⁽¹⁾	<i>2006R</i> ⁽¹⁾	<i>2007R</i> ⁽¹⁾	<i>2008A</i> ⁽³⁾	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2003-2010</i>
Clientèle résidentielle	3	16	20	28	44	78	95	83	366
Clientèle affaires	4	9	29	59	68	82	96	135	482
Clientèle GE	0	2	11	20	19	19	18	29	119
Innovations technologiques	0	0	1	3	3	8	11	10	36
Tronc commun	2	9	15	18	14	18	27	27	129
Total des activités du Distributeur ⁽⁴⁾	9	37	75	127	148	205	247	284	1 132
Contingences	0	0	0	0	0	0	11	12	23
Frais d'emprunt capitalisés	0	1	2	3	4	6	5	6	26
Grand total ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	9	38	77	130	152	211	262	302	1 181

Source : Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe B, page 27

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ L'année 2003 inclut les dépenses de 2002.

⁽³⁾ A = Anticipé.

⁽⁴⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondissement.

⁽⁵⁾ Le grand total représente la somme des montants des activités du Distributeur, des contingences et des frais d'emprunt capitalisés.

¹¹⁵ Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe B, page 28.

Sur l'horizon 2009-2018, l'impact maximal des programmes et activités des PGEÉ 2009 et 2010 sur les revenus requis est de 53,4 M\$ en 2011. Cet impact maximal, évalué à la marge, représente 0,56 % du revenu prévu du Distributeur pour 2008. À partir de 2012, le PGEÉ, dans son ensemble, a un effet à la baisse sur les revenus requis du Distributeur. Les programmes destinés à la clientèle résidentielle et commerciale auront un effet à la hausse sur les tarifs sur la période 2009-2011.

La Régie approuve le budget de 262,0 M\$ du Distributeur pour l'année témoin 2009. Elle l'autorise à comptabiliser l'ensemble des dépenses effectuées dans le cadre de ce budget au compte de frais reportés créé à cette fin et selon les modalités d'amortissement approuvées¹¹⁶.

Budget du PGEÉ consacré aux réseaux autonomes

La Régie note les efforts que déploie le Distributeur dans les réseaux autonomes pour l'adaptation des modalités et de l'approche commerciale relatives à certains programmes en fonction des enjeux propres à chaque réseau autonome et demande le suivi de l'application de ces programmes et de leurs coûts.

Budget relatif aux programmes et activités de l'AEÉ

Le Distributeur ne traite dans sa demande tarifaire que de ses propres programmes, puisque l'AEÉ présente désormais les programmes et activités sous sa responsabilité à l'intérieur du PEEÉNT.

Toutefois, pour l'année 2009, il demande l'approbation d'un budget pour couvrir les coûts relatifs aux programmes et activités de l'AEÉ qu'il prévoit encourir. L'approbation de ce budget est traitée à la section 1.3 de la présente décision.

7.3 COMPARAISON DES RÉSULTATS AUX OBJECTIFS

Programmes du Distributeur

La Régie prend acte des résultats réels 2007 et anticipés 2008 du PGEÉ présentés par le Distributeur.

¹¹⁶ Décision D-2002-25, dossier R-3473-2001, 8 février 2002, pages 12 et 13; décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006, page 21.

Globalement, les résultats de 2007 montrent des dépenses inférieures de 45,0 M\$ (-23 %) et des économies d'énergie supérieures de 315 GWh (+54 %) par rapport aux prévisions du dossier tarifaire R-3610-2006. Pour 2008, le budget anticipé est égal aux prévisions du dossier tarifaire R-3644-2007 et les économies d'énergie sont plus élevées de 35 %.

Le Distributeur explique les écarts pour les deux années. La Régie note les points suivants :

- une augmentation de 68 et 43 GWh, respectivement pour les années 2007 et 2008, des économies d'énergie associées au volet éclairage (fluos compacts) du programme « Mieux consommer – résidentiel ». Ces augmentations font suite aux résultats d'un sondage réalisé en 2007 auprès d'acheteurs de fluos compacts, qui ont amené le Distributeur à revoir à la hausse le gain unitaire de la mesure et à constater un taux de bénévolat de 92 %¹¹⁷.
- la prise en compte, dans le cadre du programme d'analyse PADIGE, d'économie d'énergie de 148 GWh pour 2007 et de 118 GWh pour 2008 provenant de projets réalisés, sans subvention, par des clients ayant participé à ce programme de diagnostic antérieurement.

Ensemble, ces deux éléments représentent 24 % et 17 %¹¹⁸ des économies d'énergie attribuables au PGEÉ, respectivement pour 2007 et 2008.

La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire :

- **une analyse du volet éclairage (fluos compacts) du programme « Mieux consommer – résidentiel » permettant d'établir si cette mesure doit être intégrée aux économies tendanciennes et de justifier la pertinence de maintenir des aides financières dans ce volet, compte tenu du taux de bénévolat observé;**
- **des critères pour baliser les économies d'énergie qui peuvent être créditées au programme PADIGE. Ces critères devraient prendre en compte les économies tendanciennes et permettre d'établir le lien de cause à effet entre le programme et les économies.**

Programmes conjoints avec l'AEÉ

Le Distributeur présente les résultats des programmes conjoints avec l'AEÉ pour l'année 2007, selon les paramètres utilisés au dossier tarifaire R-3644-2007¹¹⁹. Ces programmes ne

¹¹⁷ Pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 140 et 141.

¹¹⁸ Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe B, page 30 [(68 GWh + 148 GWh) / 903 GWh = 24 %; (43 GWh + 118 GWh) / 935 GWh = 17 %].

¹¹⁹ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 139.

font pas partie de sa demande tarifaire pour 2009. Les économies réelles (35 GWh) représentent 48 % des prévisions présentées au dossier tarifaire R-3610-2006 alors que les dépenses (21,0 M\$) comptent pour 50 % du budget prévu à ce même dossier.

7.4 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX PROGRAMMES

Clientèle Résidentielle

La Régie approuve les modifications apportées aux programmes résidentiels du réseau intégré.

Clientèle à faible revenu

L'investissement total du Distributeur dans les programmes MFR est de 15,4 M\$ en 2009, soit 16 % du budget du PGEÉ pour le secteur résidentiel. Les économies d'énergie prévues pour ces programmes sont de 21,8 GWh.

Le Distributeur propose d'introduire un nouveau programme de récupération et remplacement des vieux réfrigérateurs utilisés par la clientèle des MFR. Il indique qu'un projet pilote visant le remplacement de 2 000 réfrigérateurs doit être lancé à l'automne 2008 et prévoit le remplacement de 10 000 appareils en 2009. Le budget demandé est de 7,7 M\$ (dont 6,0 M\$ en aide financière) et devrait permettre 9,9 GWh d'économie d'énergie¹²⁰.

Dans sa décision D-2008-024, la Régie demandait au Distributeur de différencier dans ses analyses de facturation, dans la mesure du possible, l'impact des mesures en efficacité énergétique implantées, selon que les occupants sont responsables ou non de la facture d'électricité du logement et de déposer ces analyses¹²¹. Le Distributeur ne dépose aucune analyse et indique que cette demande ne sera considérée que lors de la planification de l'évaluation du programme prévue pour 2010¹²². **La Régie accepte ce report.**

La Régie approuve les programmes pour la clientèle à faible revenu et demande au Distributeur de présenter un suivi du projet pilote de remplacement de réfrigérateurs énergivores, lors du prochain dossier tarifaire. Ce suivi devrait permettre de valider les hypothèses retenues pour ce programme, particulièrement le gain unitaire.

¹²⁰ Pièce B-1-HQD-14, document 1, page 29.

¹²¹ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 128.

¹²² Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe E, page 66.

Clientèles affaires et Grandes entreprises

En 2009, le Distributeur propose plusieurs changements aux programmes destinés aux clientèles affaires et GE. Parmi ces modifications, la Régie note les éléments suivants :

- introduction d'un nouveau volet, au programme « Petits clients affaires », visant à promouvoir l'efficacité énergétique dans la réfrigération commerciale et devant permettre des économies de 10 GWh avec un budget de 3,0 M\$¹²³;
- modification des règles de calcul de l'aide financière, élimination du plafond d'appui par projet et introduction d'une rémunération incitative pour les partenaires professionnels du programme « Appui aux initiatives – optimisation énergétique des bâtiments »;
- modification des règles de calcul de l'aide financière du programme « Appui aux initiatives – systèmes industriels »;
- augmentation du plafond par abonnement et introduction d'une aide financière pour les équipements de mesurage aux volets analyse des programmes PIBGE et PADIGE.

Le Distributeur rend admissible les coûts de main d'œuvre interne des clients participants au programme PIIGE et au volet optimisation énergétique des bâtiments du programme PIBGE. Cette modification fait suite à la décision D-2008-024, dans laquelle la Régie demandait au Distributeur de considérer cette proposition¹²⁴.

La Régie approuve les modifications apportées aux programmes des marchés affaires et GE.

Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les grands bâtiments

L'étude sur le PTÉ montre la possibilité d'effets croisés entre plusieurs sources d'énergie. Par exemple, une diminution de la consommation d'électricité pour l'éclairage peut faire augmenter les besoins nets de chauffage assurés par une autre source d'énergie. Dans de tels cas, le Distributeur considère les économies d'électricité nettes, « *c'est-à-dire qu'elles sont diminuées des kWh équivalents à l'accroissement de la consommation des autres sources d'énergie attribuables aux effets croisés des mesures d'économie d'électricité* »¹²⁵. En audience, le Distributeur confirme qu'il applique la même règle aux résultats du PGEÉ et à la prévision de la demande¹²⁶.

¹²³ Pièce B-1-HQD-14, document 1, page 45.

¹²⁴ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 129.

¹²⁵ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 157.

¹²⁶ Pièce A-18-3-NS du 3 décembre 2008, page 130.

La Régie prend acte du dépôt de l'étude du PTÉ des clients commerciaux et institutionnels au tarif L, tel que demandé dans la décision D-2008-024¹²⁷. Elle est d'accord avec la méthode du bilan net proposée par le Distributeur pour les fins du PGEÉ. Cependant, la Régie juge important de considérer le bilan brut pour la prévision de la demande et lui demande de le présenter dans le prochain dossier tarifaire.

La Régie prend acte du dépôt du document « Comparaison des rôles réciproques du PGEÉ – GE et de la tarification à paliers », tel que demandé dans la décision D-2008-024¹²⁸. La Régie réitère toutefois l'obligation du Distributeur de procéder à l'analyse détaillée de cette approche, par rapport au maintien d'un tarif à un seul palier associé à des programmes d'encouragement et de subventions à l'efficacité énergétique, comme obligation préalable et distincte de celle de déposer et de commenter le rapport d'évaluation à venir de la British Columbia Utilities Commission concernant l'introduction du *stepped rate* en Colombie-Britannique. Ces analyses devront préalablement être présentées en séance de travail.

Nouvelles technologies

La Régie note que le Distributeur poursuit des activités de développement de nouvelles technologies d'efficacité énergétique incluant le chauffage solaire de l'air et de l'eau. Dans la décision D-2008-133, la Régie, préoccupée des coûts d'exploitation des réseaux autonomes, notamment ceux qui dépendent du mazout, demande au Distributeur d'évaluer l'intérêt d'élaborer des projets d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur.

La Régie encourage le Distributeur à poursuivre ses travaux dans le domaine du chauffage solaire de l'air et de l'eau, en visant l'objectif de répondre aux besoins de puissance à la pointe. **Elle lui demande de faire rapport des résultats lors d'un prochain dossier tarifaire.**

Réseaux autonomes

Plusieurs programmes d'efficacité énergétique ont démarré en 2007 et en 2008 aux Îles-de-la-Madeleine et à Anticosti.

¹²⁷ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 128.

¹²⁸ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 101.

Dans son mémoire, le CNIMLJ indique que les discussions à cet égard sont à un stade préliminaire et laissent entrevoir la possibilité d'établir un plan d'action en efficacité énergétique pour diminuer les impacts d'une hausse des coûts par l'amélioration des logements et infrastructures de la communauté¹²⁹.

La Régie encourage le Distributeur à poursuivre le dialogue avec les communautés du Nord afin d'identifier, en commun, les mesures permettant de réduire la facture énergétique de ces communautés, ainsi que les pertes financières du Distributeur.

Tronc commun

Le budget du tronc commun est de 26,5 M\$ en 2009, soit 10 % du budget total du PGEÉ. Dans les prévisions 2009 présentées au dossier tarifaire R-3644-2007, cette proportion était de 9,3 % des budgets prévus pour les activités du Distributeur. Ce dernier explique cette hausse par des augmentations respectives de 3,5 M\$ et 4,0 M\$ des budgets d'évaluation et de commercialisation.

7.5 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

Le PGEÉ 2008, dans son ensemble, s'avère rentable prospectivement et il exerce une pression à la baisse sur les tarifs sur la durée de vie des mesures. Les résultats des tests de rentabilité du PGEÉ 2009-2010 sont beaucoup plus élevés que les tests du PGEÉ 2008-2010 déposés dans le cadre du dossier tarifaire R-3644-2007¹³⁰, même s'ils couvrent une année de moins.

Le Distributeur explique cette hausse de rentabilité par l'augmentation des coûts évités et par les changements aux paramètres de certains programmes (gains unitaires, effets de distorsion et durée de vie des mesures). Les modifications aux paramètres, à l'exception des durées de vie des mesures, sont justifiées par les évaluations de programmes déposées lors du dossier tarifaire R-3644-2007, alors que l'augmentation des coûts évités est supportée par une analyse présentée au présent dossier¹³¹. Le Distributeur justifie les changements dans les durées de vie des mesures par son expérience des programmes et il fait également référence à des données provenant de la Californie¹³².

¹²⁹ Pièce C-8-6-CNIMLJ, page 26.

¹³⁰ Pièce B-1-HQD-14, document 1, page 86.

¹³¹ Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe D, pages 39 à 61.

¹³² Pièce B-23-HQD-17, document 1, pages 60 et 61.

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur présente les tests de rentabilité en considérant concurremment des coûts évités reflétant une situation de surplus d'approvisionnement, le maintien des durées de vie des mesures et des réductions des économies d'énergie pour deux programmes du secteur industriel¹³³. Ces résultats démontrent la robustesse de la rentabilité du PGEÉ. Même en présumant plusieurs conditions défavorables, le TCTR demeure positif pour tous les programmes, à l'exception de ceux pour les MFR et l'innovation technologique. Il note toutefois que, dans ces conditions, le PGEÉ exercerait une pression à la hausse sur les tarifs.

La Régie prend acte des analyses de rentabilité présentées par le Distributeur, mais ne considère pas justifiée l'augmentation des durées de vie des mesures. Elle lui demande de produire une analyse justifiant leur modification ou, à défaut, d'utiliser les durées de vie présentées au dossier R-3644-2007.

7.6 COÛTS ÉVITÉS

Réseau intégré

Le Distributeur présente une mise à jour complète des coûts évités d'électricité sur le réseau intégré. Globalement, les coûts évités augmentent de 13 % à 14 % selon les catégories tarifaires. Le coût évité de fourniture-transport, principale composante du coût évité, augmente de 11 %¹³⁴.

Coût évité de l'énergie

Le Distributeur prévoit faire face à une situation d'importants surplus en énergie pour les années 2009 à 2011 et, au-delà de cette période, des besoins en énergie importants. Dans ce contexte, il propose les indicateurs de coûts évités de l'énergie suivants :

- prix de l'énergie basé sur les marchés de court terme, soit 7,1 ¢/kWh, pour la période 2009 à 2011;
- prix de l'énergie basé sur la valeur du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh à compter de 2012.

¹³³ Pièce B-23-HQD-17, document 1, pages 49 et 50.

¹³⁴ Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe D, page 45.

Le Distributeur indique qu'il pourra prendre livraison d'énergie différée dans le cadre des ententes avec le Producteur au-delà de 2012, compte tenu de l'équilibre offre-demande à ce moment-là et ainsi retarder le prochain appel d'offres¹³⁵. La Régie note que cet élément n'a pas été tenu en compte par le Distributeur dans la détermination de l'année à partir de laquelle la situation de surplus se renversera.

La Régie accepte les indicateurs de coûts évités de l'énergie proposés par le Distributeur. Toutefois, elle demande au Distributeur de revoir l'année à partir de laquelle s'appliquera, comme coût évité de l'énergie, la valeur du deuxième appel d'offres éolien, en tenant compte des contrats d'énergie différée avec le Producteur. Elle lui demande également de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, les coûts évités révisés par usage et par catégorie de clients, en tenant compte des corrections demandées.

Le Distributeur maintient à 1,5 ¢/kWh la différenciation pointe et hors pointe applicable au prix de l'énergie. Cet ajustement est cohérent avec les écarts de prix sur le marché de New York au cours des dernières années.

Coût évité en puissance

Le Distributeur maintient le coût de 10 \$/kW-hiver (options de puissance court terme) pour les programmes du PGEÉ et propose l'introduction d'un nouvel indicateur de puissance ferme de long terme pour évaluer les nouvelles options de puissance à partir de 2011. Il définit ces nouvelles options de puissance comme étant toute option permettant de répondre aux nouveaux besoins de puissance. Il indique ne pas connaître actuellement ces options de puissance¹³⁶.

Pour ce nouvel indicateur de puissance, le Distributeur propose d'utiliser un signal de coût générique de 40 \$/kW-hiver, basé sur le coût d'une turbine à gaz, dont 50 % de l'installation lui serait dédiée et 50 % le serait à un autre marché qui aurait une pointe en été. Il indique que ce coût serait utilisé d'ici à ce qu'il puisse l'évaluer de façon définitive à la suite d'un appel d'offres, prévu pour 2009¹³⁷.

Comme le Distributeur confirme devoir procéder à un appel d'offres en 2009 pour combler ses besoins en puissance et comme les nouvelles options de puissance, pour

¹³⁵ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 147.

¹³⁶ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 151.

¹³⁷ Pièce A-18-3-NS du 3 décembre 2008, page 57.

lesquelles ce coût évité doit être utilisé, ne sont pas définies, la Régie considère qu'il n'y a pas lieu d'approuver le nouvel indicateur de puissance long terme proposé. Elle demande au Distributeur de maintenir l'utilisation d'un coût de 10 \$/kW-hiver comme coût évité de puissance (en particulier pour le tarif DT) jusqu'à ce qu'il puisse présenter des données provenant de l'appel d'offres qu'il doit conduire en 2009.

Coût de transport de la charge locale

Le coût évité de transport de la charge locale augmente de 22 % atteignant 41,90 \$/kW-an. Cette augmentation est justifiée par le niveau élevé des investissements du Transporteur destinés à la croissance de la charge locale sur un horizon de 10 ans.

Le Distributeur propose d'allouer 20 % du coût évité de transport de la charge locale aux clients du tarif L. Cette valeur représente la part des investissements du Transporteur, prévus pour la croissance de la charge locale, aux niveaux de tension excédant 120 kV. La majorité des clients du tarif L sont d'ailleurs raccordés à ces niveaux de tension.

Coût de distribution

Le Distributeur met à jour l'indicateur de coût évité de distribution retenu au dossier tarifaire R-3610-2006. Celui-ci augmente de 12 % et passe à 15,16 \$/kW-an. Il explique cette augmentation par les investissements associés au programme d'équipement du Distributeur qui demeurent élevés à court terme et par les effets cumulatifs de la forte croissance des nouveaux abonnements au cours des dernières années, conjugués aux investissements du Transporteur dans certains sous-réseaux régionaux¹³⁸.

La Régie approuve les changements proposés aux composantes des coûts évités pour le réseau intégré, sous réserve des éléments demandés au chapitre des coûts évités de l'énergie et de la puissance.

Réseaux autonomes

Le Distributeur indique les coûts évités de l'ensemble des réseaux autonomes au tableau suivant.

¹³⁸ Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe D, pages 49 et 50.

TABLEAU 20
COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION EN ÉLECTRICITÉ
PAR RÉSEAU AUTONOME – ANNUITÉ CROISSANTE

<i>(en ¢/kWh 2009)</i>	
Îles-de-laMadeleine	16,82
Anticosti et la Romaine	51,64
Scherfferville	9,86
Haute-Mauricie	36,40
Nunavik	60,02

Source : Pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe D, page 60

Le Distributeur présente un coût évité uniforme pour tous les réseaux de même type ou d'un même territoire administratif. Dans le cas du Nunavik, ce coût est constitué de la moyenne des coûts évités de deux réseaux, ceux de Kuujuaq et d'Inukjuak. Les coûts évités pour ces deux réseaux sont le différentiel du coût entre deux scénarios de parc d'équipements selon deux scénarios distincts de croissance de la demande. Cependant, pour un réseau comme celui d'Akulivik, où une croissance de la demande plus élevée de seulement 50 kW par rapport au Plan d'approvisionnement 2005 exige de devancer de plusieurs années la construction d'une nouvelle centrale de 2 MW pour remplacer l'ancienne de 1 MW, le Distributeur explique qu'il devrait considérer comme coûts évités les données les plus appropriées dont il a connaissance et non celles basées sur la moyenne de ceux de Kuujuaq et d'Inukjuak¹³⁹.

La Régie constate donc que la méthode actuellement utilisée pour déterminer les coûts évités en réseaux autonomes ne fonctionne pas.

Le Distributeur explique, par ailleurs, qu'il est normal que les coûts évités à la marge puissent être inférieurs au prix de revient moyen du kWh produit dans ces réseaux autonomes :

« Dans les réseaux où la capacité de production existante est abondante, la croissance des besoins peut ne pas nécessiter d'investissement additionnel, dans ce cas le coût évité sera constitué des coûts variables seulement (carburant et entretien). »¹⁴⁰

¹³⁹ Pièce A-18-3-NS du 3 décembre 2008, pages 136 et 137.

¹⁴⁰ Pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 155 et 156.

La Régie constate que des réseaux suréquipés présentent donc des coûts évités plus faibles que ceux ayant des installations répondant aux justes besoins de la communauté. La Régie considère que cette approche envoie un mauvais signal de coût pour la consommation additionnelle d'électricité à la marge. En effet, la croissance de la demande à la marge finit par exiger ultimement de nouveaux équipements pour respecter les critères de fiabilité en puissance. Si on considère ceux-ci comme une « *capacité de production existante abondante* » pouvant produire de l'électricité supplémentaire à un coût plus bas que le coût moyen, la consommation et les coûts futurs en carburant ne peuvent qu'augmenter continuellement, puisqu'il n'y a pas de signal encourageant l'efficacité énergétique. En considérant la croissance du déficit des réseaux autonomes et son importance, la Régie considère donc important de ne pas encourager les investissements de nouvelles capacités de production au-delà des besoins de ces réseaux.

Dans le cas du réseau de Schefferville, les coûts évités sont basés sur la production hydroélectrique de Méhinek et ne tiennent pas compte du coût des génératrices au diesel en réserve froide de la centrale de Schefferville.

*« Ce coût ne doit pas être considéré comme le coût évité en puissance de Schefferville puisqu'il s'agit d'un coût de puissance établi à partir d'une solution d'appoint utilisée en cas d'extrême d'urgence (écrêtement de la pointe). »*¹⁴¹

Les bâtiments de Schefferville sont chauffés à l'électricité et ce mode de chauffage étant à la base de la demande en période de pointe, les coûts évités en puissance, liés à la centrale au diesel, sont un enjeu important et doivent donc être pris en compte.

Dans le cas du réseau de Schefferville, si la croissance de la demande à la marge ou les critères de fiabilité en puissance doivent être assurés par de nouveaux équipements, la Régie considère que le Distributeur ne doit pas calculer les coûts évités uniquement sur la base de la production d'énergie des équipements hydroélectriques existants à Méhinek.

La Régie accepte, pour le présent dossier seulement, les coûts évités proposés pour les réseaux autonomes. Elle demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un nouveau mode de calcul des coûts évités en réseaux autonomes qui tiendra compte du fait que l'augmentation des besoins cause ultimement une révision à la hausse des capacités à installer pour respecter les critères de fiabilité en puissance.

¹⁴¹ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 153.

8. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR POUR 2009

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application.

Le budget d'investissement demandé se compose de quatre grandes catégories, dont seule la « Croissance de la demande » génère des revenus additionnels.

Le Distributeur présente les investissements proposés au tableau suivant.

TABLEAU 21
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS RÉGLEMENTÉS 2009

Catégories (en M\$)	Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73	Autorisation spécifique Projets majeurs > 10 M\$		Demande d'autorisation Autres investissements < 10 M\$			Grand Total
		Déjà autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs	0,0	7,1	35,3	283,8	25,0	308,8	351,2
Réseau de distribution			3,0	150,8	2,1	152,9	155,9
Centrales de production					20,6	20,6	20,6
Réseau de transport			2,0		2,3	2,3	4,3
Mesurage et relève			30,3	21,7		21,7	52,0
Bâtiments administratifs		7,1		25,8		25,8	32,9
Matériel roulant				40,1		40,1	40,1
Autres actifs de soutien				45,4		45,4	45,4
Amélioration de la qualité	0,0	38,3	4,7	23,8	0,0	23,8	66,8
Croissance de la demande	0,0	17,0	0,5	271,4	12,3	283,7	301,2
Respect des exigences	11,9	0,0	3,0	47,1	0,5	47,6	62,5
Total	11,9	62,4	43,5	626,1	37,8	663,9	781,7

Source : Pièce B-1-HQD-13, document 1, page 5

Les investissements de moins de 10 M\$ totalisent 663,9 M\$ et représentent une augmentation de 23,9 M\$, soit 3,7 % de plus que le budget autorisé en 2008. À ce montant s'ajoutent les investissements déjà autorisés et les sommes associées à des projets majeurs de plus de 10 M\$. Le total des investissements prévus en 2009 s'élève alors à 781,7 M\$.

La Régie autorise les investissements de moins de 10 M\$ pour un montant de 663,9 M\$, tel que proposé par le Distributeur.

La Régie demandait, dans ses dernières décisions, d'associer à la nouvelle méthodologie une évaluation qui pourrait s'appuyer sur l'évolution de l'IC ou sur un autre indicateur plus approprié qui devrait contribuer à quantifier le risque de ne pas faire les investissements requis.

Il est important de rappeler que la Régie souhaite pouvoir appuyer sa décision sur un indicateur reliant les investissements à la qualité du service fourni à défaut d'avoir une analyse coûts/bénéfices rigoureuse.

La Régie réitère sa demande concernant le lien à faire entre les investissements en pérennité et la qualité de service.

9. SUIVIS

La Régie annoncera ultérieurement par voie administrative les modifications au Guide de dépôt ainsi que les informations additionnelles à présenter dans le rapport annuel à la Régie découlant de cette décision.

10. CONFIDENTIALITÉ

En réponse à la question 10.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, le Distributeur dépose, sous pli confidentiel, le détail des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux pour les années 2007, 2008 et 2009 relativement aux huit contrats qui y sont énumérés.

Aux termes d'un affidavit déposé au soutien de la demande, le Distributeur invoque l'obligation de confidentialité à l'égard des formules de prix. Le Distributeur réfère la Régie aux décisions D-2003-146, D-2004-115 et D-2005-129 dans lesquelles le caractère confidentiel des informations relatives à la formule de prix des fournisseurs a été reconnu.

Selon l'article 30 de la Loi, la « Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert ».

La Régie rappelle que ce n'est qu'exceptionnellement qu'elle accorde une ordonnance de confidentialité conformément à l'article 30 de la Loi. Lorsqu'elle doit déterminer si les renseignements sont confidentiels, la Régie doit sopeser les avantages et les inconvénients d'accorder une telle ordonnance.

Bien que la Régie ne soit pas liée par une clause de confidentialité, elle constate que les informations que le Distributeur demande de ne pas divulguer sont visées, effectivement, par une clause de confidentialité dans le contrat entre Hydro-Québec et ses fournisseurs. Si l'information était divulguée, le Distributeur manquerait à ses obligations contractuelles.

La Régie accueille la demande de confidentialité du Distributeur et interdit la divulgation, la publication et la diffusion du détail des coûts totaux et moyens des contrats de long terme énumérés aux tableaux R-10.2A, R-10.2B et R-10.2C en réponse à la question 10.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande du Distributeur;

APPROUVE les modifications et les ajouts apportés aux principes réglementaires soumis à la pièce B-1-HQD-4, et aux conventions, méthodes et pratiques comptables présentées à la pièce B-1-HQD-7, document 1;

PERMET au Distributeur d'amortir un montant de 105,0 M\$ du compte de frais reportés de transport;

AUTORISE les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi, et ce, jusqu'à concurrence de 663,9 M\$;

ÉTABLIT la base de tarification du Distributeur pour l'année témoin 2009 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi;

AUTORISE un taux de rendement de 7,421 % sur la base de tarification 2009 du Distributeur, incluant un taux de rendement sur l'avoir propre de 6,985 % et un coût de la dette à 7,656 %;

PERMET l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,687 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires à la prestation de service pour l'année témoin 2009, le revenu requis pour l'année témoin 2009 et la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2009, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **12 mars 2009, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs et conditions du Distributeur* conformément au texte proposé à la pièce B-1-HQD-12, documents 4 et 5;

MODIFIE les frais liés au service d'électricité du chapitre 12 des *Tarifs et conditions du Distributeur*, le tout conformément à la grille soumise à la pièce B-1-HQD-12, document 8;

MODIFIE les *Conditions de service d'électricité* conformément au texte inclus aux annexes B et C;

DEMANDE au Distributeur de déposer, au plus tard le **12 mars 2009, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision dans le même format que de la pièce B-1-HQD-12, document 2;

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* et de lui déposer ce document, pour approbation, au plus tard 30 jours après l'approbation de la nouvelle grille tarifaire;

APPROUVE le budget 2009 des programmes et activités en efficacité énergétique;

APPROUVE partiellement les sommes versées à titre d'aide financière pour les programmes et activités de l'AEÉ qui ne sont pas incluses dans la quote-part que devra acquitter le Distributeur pour 2009;

PERMET au Distributeur de comptabiliser au compte de frais reportés, créé en vertu de la décision D-2002-25 et dont la période d'amortissement a été modifiée dans la décision D-2006-56, toutes les dépenses réalisées dans le cadre du budget 2009 de son PGEÉ;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés.

ACCUEILLE la demande de confidentialité du Distributeur;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion du détail des coûts totaux et moyens des contrats de long terme énumérés aux tableaux R-10.2A, R-10.2B et R-10.2C en réponse à la question 10.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

Michel Hardy
Régisseur

Richard Lassonde
Régisseur

Louise Pelletier
Régisseur

REPRÉSENTANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Marie-Claude Perron;
- Association patronale des entreprises en construction du Québec (APECQ) représentée par M^e Normand Perreault;
- Association provinciale des constructeurs d'habitations du Québec (APCHQ) représentée par M^e Natacha Boivin;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Conseil de la Nation Innu de Matimekush-Lac John (CNIMLJ) représenté par M^e Benoit Champoux;
- Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

ANNEXE A

Annexe A (3 pages)

M. H. _____

R. L. _____

L. P. _____

LISTE DES SUIVIS REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

La Régie demande que les éléments suivants soient déposés par le Distributeur, lors du prochain dossier tarifaire :

1. Déposer un document de réflexion sur les pistes d'amélioration du processus règlementaire, au plus tard le 1^{er} avril 2009, et le dépôt des réflexions des intervenants, au plus tard le 20 avril 2009 (section 1.6).
2. Présenter les cibles fixées à l'interne pour les indicateurs de qualité de service, afin que leur suivi en soit facilité (section 2.1).
3. Présenter une mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficacité identifiant notamment les gains, les coûts, l'échéancier de réalisation et les risques associés aux actions structurantes qui étaient à l'étude ou en déploiement au moment du dépôt du présent dossier tarifaire (section 2.1).
4. Présenter les résultats des exercices de balisage 2008 de First Quartile Consulting (section 2.2.2).
5. Déposer une mise à jour du plan de balisage déposé par le CSP (section 2.3).
6. Déposer une mise à jour du plan de balisage déposé par le Groupe Technologie (section 2.3).
7. Présenter, entre autres, la liste des enjeux, les impacts sur le revenu requis de chaque entité et la date souhaitée de mise en vigueur des changements liés aux normes internationales IFRS. Étant donné le caractère technique du sujet, présenter sa proposition en séance de travail et y inviter le Transporteur (section 3.1.5).
8. Présenter les ventes de 2006 normalisées selon la nouvelle norme climatique, sous la forme du tableau A1 à la page 23 de la pièce B-1 HQD-2, document 1 (section 3.2).
9. Ajuster le revenu requis d'un montant reflétant la diminution de 10 % du volume souscrit de TCE en 2009, en tenant compte des nouveaux tarifs de Gaz Métro et déposer les calculs détaillés de ce montant (section 3.3.4).

10. Présenter un état d'avancement des projets pilotes des cours d'entreposage des poteaux (section 3.5.1.1).
11. Présenter un état d'avancement des activités ayant pour but de documenter et d'évaluer l'ampleur des travaux de maintenance préventive des ouvrages civils (section 3.5.1.1).
12. Améliorer ses prévisions budgétaires des revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité (section 3.6).
13. Examiner le traitement de la répartition des surplus d'électricité postpatrimoniale en tenant compte, notamment, des solutions proposées par les intervenants, présenter le résultat de ses réflexions en séance de travail et faire une proposition à cet égard (section 4.2).
14. Traiter à nouveau de la répartition des coûts des programmes et activités de l'AEÉ à la suite de la décision de la Régie relative au dossier R-3671-2008 (section 4.3).
15. Présenter le résultat de ses réflexions sur les outils de gestion de la consommation ainsi que les éléments de sa stratégie tarifaire et commerciale visant le développement de ces outils. Cette stratégie devra évidemment viser le maintien, voire la croissance, du marché de la bi-énergie résidentielle, mais également le développement d'autres créneaux (section 5.3).
16. Déposer une mise à jour du suivi du projet Heure Juste qui comportera notamment les résultats disponibles à ce moment (section 5.4).
17. Déposer un suivi annuel de l'implantation de chacun des éléments de la réforme des tarifs généraux et présenter les impacts tarifaires réels de ces éléments, après leur entrée en vigueur (section 5.8).
18. Compléter l'analyse de la segmentation des tarifs généraux et, compte tenu de la nature technique de ce sujet, tenir une séance de travail supplémentaire afin que l'analyse soit présentée aux intervenants et à son personnel technique (section 5.9).
19. Fournir le suivi de l'application et des coûts des programmes adaptés aux réseaux autonomes (section 7.2).

20. Présenter :

- une analyse du volet éclairage (fluos compacts) du programme « Mieux consommer – résidentiel » permettant d'établir si cette mesure doit être intégrée aux économies tendanciennes et de justifier la pertinence de maintenir des aides financières dans ce volet, compte tenu du taux de bénévolat observé;
- des critères pour baliser les économies d'énergie qui peuvent être créditées au programme PADIGE. Ces critères devraient prendre en compte les économies tendanciennes et permettre d'établir le lien de cause à effet entre le programme et les économies (section 7.3).

21. Présenter un suivi du projet pilote de remplacement de réfrigérateurs énergivores. Ce suivi devrait permettre de valider les hypothèses retenues pour ce programme, particulièrement le gain unitaire (section 7.4).

22. Présenter le bilan brut des économies d'énergie pour la prévision de la demande (section 7.4).

23. Procéder à l'analyse détaillée de la tarification à paliers par rapport au maintien d'un tarif à un seul palier, associé à des programmes d'encouragement et de subventions à l'efficacité énergétique, préalablement et distinctement de déposer et de commenter le rapport d'évaluation à venir de la British Columbia Utilities Commission concernant l'introduction du *stepped rate* en Colombie-Britannique. Ces analyses devront préalablement être présentées en séance de travail (section 7.4).

24. Présenter un nouveau mode de calcul des coûts évités en réseaux autonomes qui tiendra compte du fait que l'augmentation des besoins cause ultimement une révision à la hausse des capacités à installer pour respecter les critères de fiabilité en puissance (section 7.6).

ANNEXE B

Annexe B (6 pages)

M. H. _____

R. L. _____

L. P. _____

3.1 Aux fins des présentes conditions de service, on entend par :

[...]

montant alloué :

montant qu'Hydro-Québec détermine à la date de la signature de l'entente de contribution et qu'elle octroie pour un prolongement ou une modification réalisé sur la ligne, excluant le branchement, suite à une demande d'alimentation;

[...]

11.5 Dans les cas où l'électricité facturée au client ne correspond pas à l'électricité réellement utilisée ou que la facture est de quelque façon entachée d'erreur, Hydro-Québec apporte les corrections appropriées selon les modalités suivantes :

1° Pour un abonnement d'usage domestique ou un abonnement d'usage autre que domestique pour lequel seule l'énergie est mesurée :

- a) lorsque la correction entraîne un débit sur la facture du client, Hydro-Québec réclame à ce dernier le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées, mais n'excédant pas six (6) mois;
- b) lorsque la correction entraîne un crédit sur la facture du client, Hydro-Québec rembourse ce dernier :
 - i) dans le cas d'un défaut de l'appareillage de mesurage, le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées;
 - ii) dans tous les autres cas, le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées, mais n'excédant pas 36 mois;
 - iii) dans le cas où la période est indéterminée, elle est réputée être de six (6) mois.

2° Pour un abonnement d'usage autre que domestique pour lequel la puissance et l'énergie sont mesurées :

- a) lorsque la correction entraîne un débit sur la facture du client, Hydro-Québec réclame à ce dernier :
 - i) dans le cas d'un défaut de l'appareillage de mesurage, le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées, mais n'excédant pas 36 mois;

- ii) dans tous les autres cas, le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées, mais n'excédant pas 12 mois.

Nonobstant les paragraphes 1a) et 2a) ci-dessus, s'il est établi que le client connaissait le défaut ou l'erreur et n'a pas avisé Hydro-Québec conformément aux articles 6.2 et 8.1, cette dernière réclame le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées.

- b) lorsque la correction entraîne un crédit sur la facture du client, Hydro-Québec rembourse ce dernier :
 - i) dans le cas d'un défaut de l'appareillage de mesurage, le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées;
 - ii) dans tous les autres cas, le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées, mais n'excédant pas 36 mois;
 - iii) dans le cas où la période est indéterminée, elle est réputée être de six (6) mois.

3° Nonobstant les paragraphes 1a) et 2a) ci-dessus, lorsqu'un client change son utilisation de l'électricité de sorte que la catégorie de tarif qui lui est applicable, en vertu des tarifs d'électricité, est modifiée et qu'il n'en a pas avisé Hydro-Québec conformément aux articles 8.1 et 18.19, cette dernière réclame le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées.

4° Nonobstant les paragraphes 1° et 2° ci-dessus, dans les cas de compteurs croisés :

- a) lorsque la correction entraîne un débit sur la facture d'un client et un crédit sur la facture d'un autre client, Hydro-Québec apporte les corrections appropriées en réclamant ou en remboursant au client, selon le cas, les montants résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées;
- b) dans les cas où la période est indéterminée, elle est réputée être de six (6) mois;
- c) lorsque la correction entraîne un crédit sur la facture d'un client, et que ce client n'est plus titulaire d'un abonnement, Hydro-Québec cesse toute démarche de localisation six (6) mois après la découverte de l'erreur ayant donné lieu à la correction.

5° Lorsqu'Hydro-Québec constate que l'installation électrique ou l'appareillage de mesurage ont été manipulés de manière à altérer le mesurage de l'électricité ou s'il y a entrave au mesurage de l'électricité, Hydro-Québec réclame le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées.

- 6° Sont exclus des modalités de corrections de factures :
- a) les corrections d'estimations de factures établies selon l'article 11.2;
 - b) la révision des modes de versements égaux établis selon l'article 11.9;
 - c) la consommation d'électricité visée par l'article 6.6;
 - d) les erreurs causées par des dommages intentionnels aux appareils d'Hydro-Québec;
 - e) les abonnements facturés selon un tarif à forfait en vertu des tarifs d'électricité.
- 7° Dans tous les cas où Hydro-Québec effectue un remboursement au client, des intérêts sont calculés sur le montant remboursé au taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada en vigueur le premier jour ouvrable du mois au cours duquel s'effectue le remboursement. Cette disposition ne s'applique pas pour une correction apportée conformément au paragraphe 4° ci-dessus.
- 8° Toutes les périodes prévues au présent article sont déterminées à compter de la date de l'avis d'Hydro-Québec informant le client de la découverte de l'anomalie. Si l'anomalie a été signalée par le client, les périodes prévues au présent article sont déterminées à compter de la date de l'avis du client informant Hydro-Québec de la découverte de cette anomalie.
- 9° Lorsque la correction entraîne un débit sur la facture du client, Hydro-Québec accepte, à sa demande, que le montant résultant de l'application de la correction soit acquitté en deux versements consécutifs suivant l'échéance prévue à l'article 11.6. Hydro-Québec peut également convenir d'une entente de paiement avec le client.

15.4 Lors de l'installation initiale du branchement distributeur ou lors d'un remplacement suite à un accroissement de charge, le requérant doit payer, avant le début des travaux, le coût des travaux relatifs au branchement distributeur. Le requérant a droit à une exemption de 30 mètres de conducteurs ou de câbles mesurés en fonction de la plus avantageuse des possibilités suivantes :

- i) à partir de la ligne de lot qui sépare la propriété à desservir d'un chemin public jusqu'au point de raccordement; ou
- ii) à partir du point de branchement jusqu'au point de raccordement.

Le requérant doit également payer les « *frais de mise sous tension* » prévus aux tarifs d'électricité en vigueur à la date de la réception de la demande.

Dans le cas d'un réseau autonome situé au nord du 53^e parallèle, si le nouveau branchement distributeur alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau, le requérant doit payer les « *frais spéciaux de raccordement pour réseau autonome* » prévus aux tarifs d'électricité

au lieu des « *frais de mise sous tension* ». Ces frais s'appliquent également lors d'une conversion à l'électricité d'un système de chauffage de l'espace ou de l'eau. Les « *frais spéciaux de raccordement pour réseau autonome* » ne s'appliquent pas lorsque le branchement alimente des charges de chauffage électrique temporaire pour le séchage de joints et de peinture durant la construction.

- 15.5** Lors d'interventions ou de travaux sur les équipements d'Hydro-Québec, subséquents à la date de la mise sous tension initiale de l'installation électrique du client, celui qui demande ou occasionne ces interventions ou travaux doit en payer le coût avant le début des travaux, incluant ceux relatifs à la modification du branchement distributeur et ceux encourus pour les premiers 30 mètres. Sont exclus les travaux requis suite à un défaut sur la ligne.

Pour toute demande de modification de branchement, de débranchement, de réfection des joints de raccordement ou de mise sous tension, le coût minimal de l'intervention correspond aux « *frais de mise sous tension* » prévus aux tarifs d'électricité pour les heures régulières de travail d'Hydro-Québec, en vigueur à la date de la réception de la demande.

Toutefois, lorsqu'Hydro-Québec constate sur les lieux que le raccordement de l'installation pour laquelle elle a reçu une demande d'intervention a déjà été effectué, le coût de l'intervention correspond aux « *frais de déplacement sans mise sous tension* » prévus aux tarifs d'électricité en vigueur à la date de la réception de la demande.

Lorsqu'Hydro-Québec constate que l'installation électrique ou l'appareillage de mesurage ont été manipulés de manière à altérer le mesurage de l'électricité ou s'il y a entrave au mesurage de l'électricité, le client doit payer les « *frais d'inspection* » prévus aux tarifs d'électricité ainsi que les coûts d'achat et d'installation de l'appareil de mesurage endommagé à moins que le client ne démontre que telle manipulation ou entrave a eu lieu hors de sa connaissance.

- 16.1** Lorsqu'un prolongement ou une modification de ligne est nécessaire pour répondre à une demande d'alimentation, le requérant doit payer le coût des travaux nécessaires pour ce service selon les dispositions prévues au présent chapitre. Avant le début des travaux, le requérant et Hydro-Québec signent une entente de contribution.

Toute demande du requérant supplémentaire à l'offre de référence est conditionnelle à l'acceptation d'Hydro-Québec et constitue une option. Le coût des travaux supplémentaires occasionnés par une option doit être payé par le requérant, avant le début des travaux, et n'est pas remboursable. Aucun montant alloué ne s'applique à une option.

La demande d'une ligne en souterrain, alors qu'une ligne en aérien est prévue dans l'offre de référence, constitue une option dont le coût est égal à la différence entre le coût total des travaux en souterrain et le coût des travaux qui seraient réalisés en aérien, calculé selon les dispositions prévues au chapitre 17.

Seul le paiement exigé pour les travaux de l'offre de référence, excluant ceux effectués sur le branchement, peut faire l'objet d'un remboursement tel que prévu au présent chapitre. Le remboursement total ne peut en aucun cas excéder la contribution payée par le requérant.

Le requérant ne contribue pas au coût des travaux pour la modification de la ligne pour permettre un accroissement de charge ou l'alimentation d'une nouvelle installation, excluant tous travaux de prolongement de ligne existante, si :

- 1° la tension demandée sur la ligne est disponible à partir de la ligne existante et;
- 2° l'augmentation de puissance disponible sur une période de cinq (5) ans est inférieure à 5 MVA, incluant la puissance initiale si la mise sous tension a eu lieu depuis moins de cinq (5) ans.

16.2 Le coût des travaux d'un prolongement de ligne en aérien, excluant le branchement, est déterminé en multipliant le prix par mètre en aérien applicable prévu aux tarifs d'électricité, par la longueur de la ligne à construire. À ce coût, s'ajoutent les coûts liés au déboisement, aux ouvrages civils et à tout droit de servitude déterminés par Hydro-Québec, s'il y a lieu.

16.7 En l'absence d'un réseau municipal d'adduction d'eau ou d'égout sanitaire, la contribution du promoteur pour le prolongement d'une ligne en aérien correspond au coût des travaux. Le promoteur a droit à une exemption de 100 mètres de ligne mesurée, excluant le branchement. Cette exemption de 100 mètres est appliquée une seule fois pour l'ensemble du projet domiciliaire.

Pendant une période de cinq (5) ans suivant la date de la signature de l'entente de contribution, le promoteur a droit au remboursement de l'« *allocation pour usage domestique* » prévue aux tarifs d'électricité suite au raccordement de chaque unité de logement supplémentaire au premier. Toutefois, les coûts liés au déboisement et aux droits de servitude ne sont pas remboursables.

Lorsque les rues du projet domiciliaire sont des chemins publics, que tous les lots et rues visés par le projet ont un numéro de cadastre individuel conformément à l'article 3032 du Code civil du Québec, L.Q. 1991, c. 64 et qu'une entente pour le développement du site ou d'une partie du site à alimenter a été convenue avec Hydro-Québec, cette dernière devance le remboursement d'un montant équivalent à 60 % de la valeur des allocations auxquelles le promoteur a droit pour le site ou la partie du site à alimenter. Dans ce cas, aucun autre remboursement n'est versé au promoteur avant que :

- 1° le logement pour lequel le promoteur a eu une exemption de 100 mètres de ligne soit raccordé; et que
- 2° les logements pour lesquels Hydro-Québec a devancé le remboursement de 60 % de la valeur des allocations soient raccordés.

Le promoteur doit payer la contribution en un seul versement à la date de la signature de l'entente de contribution.

- 17.3** Les coûts d'achat et d'installation des transformateurs, des coupe-circuits et des parafoudres nécessaires à l'exploitation des transformateurs ainsi que les coûts d'achat et d'installation de l'appareillage de mesurage sont exclus du coût des travaux, lorsque les travaux sont effectués selon l'offre de référence.

Si les travaux sont relatifs à une option, tous les coûts additionnels pour l'achat et l'installation des transformateurs, des coupe-circuits et des parafoudres nécessaires à l'exploitation des transformateurs ainsi que les coûts additionnels d'achat et d'installation de l'appareillage de mesurage requis sont ajoutés au coût de l'option.

ANNEXE C

Annexe C (6 pages)

M. H. _____

R. L. _____

L. P. _____

3.1 In these Conditions of Service, the following terms and expressions have the meanings hereinafter described

allowed amount:

amount that Hydro-Québec determines at the date of signature of a contribution agreement and grants for an extension or modification to be made to the power line, excluding the distribution service loop, further to a request for supply;

[...]

Electricity Rates:

“Distribution Tariff” approved by the Régie de l’énergie;

[...]

11.5 In cases where electricity billed to the customer is not the electricity actually used or where there is some error in the bill, Hydro-Québec makes the appropriate corrections as follows

- (1) For a contract for domestic use or a contract for non-domestic use under which only energy is metered
 - (a) where the correction involves applying a debit to the customer’s bill, Hydro-Québec claims from the customer the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected, but not exceeding six (6) months;
 - (b) where the correction involves applying a credit to the customer’s bill, Hydro-Québec refunds the customer
 - (i) in the case of a failure of the metering equipment, the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected;
 - (ii) in all other cases, the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected, but not exceeding 36 months;
 - (iii) where the period is indeterminate, it is deemed to be six (6) months.
- (2) For a contract for non-domestic use under which power and energy are metered
 - (a) where the correction involves applying a debit to the customer’s bill, Hydro-Québec claims from the customer
 - (i) in the case of a failure of the metering equipment, the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected, but not exceeding 36 months;

- (ii) in all other cases, the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected, but not exceeding 12 months.

Notwithstanding Subparagraphs 1a and 2a above, if it is established that the customer was aware of the failure or the error and did not notify Hydro-Québec in accordance with Sections 6.2 and 8.1, Hydro-Québec claims the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected.

- (b) where the correction involves applying a credit to the customer's bill, Hydro-Québec refunds the customer
 - (i) in the case of a failure of the metering equipment, the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected;
 - (ii) in all other cases, the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected, but not exceeding 36 months;
 - (iii) where the period is indeterminate, it is deemed to be six (6) months.
- (3) Notwithstanding Subparagraphs 1a and 2a above, where a customer changes the use to which electricity is put by the customer such that the rate category applicable to the customer under the Electricity Rates is modified and where the customer has not notified Hydro-Québec of such change in accordance with Sections 8.1 and 18.19, Hydro-Québec claims the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected.
- (4) Notwithstanding Subparagraphs 1 and 2 above, in cases involving crossed meters
 - (a) where the correction involves applying a debit to the bill of one customer and a credit to the bill of another customer, Hydro-Québec makes the appropriate corrections, claiming from or refunding the customer, as the case may be, the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected;
 - (b) where the period is indeterminate, it is deemed to be six (6) months;
 - (c) where the correction involves applying a credit to a customer's bill and that customer is no longer the holder of a contract, Hydro-Québec discontinues all steps to locate the customer six (6) months after the discovery of the error that gave rise to the correction.
- (5) When Hydro-Québec determines that the electrical installation or metering equipment has been manipulated in such a way as to falsify the metering of the electricity, or when the metering of electricity is impeded, Hydro-Québec claims the amount resulting from the application of the correction for all consumption periods affected.

- (6) The following are excluded from the bill correction provisions
 - (a) corrections to bill estimates established in accordance with Section 11.2;
 - (b) revision of equalized payments plans established in accordance with Section 11.9;
 - (c) the consumption of electricity contemplated in Section 6.6;
 - (d) errors caused by wilful damage to Hydro-Québec's equipment;
 - (e) contracts billed according to a flat rate under the Electricity Rates.
- (7) In all cases where Hydro-Québec refunds an amount to a customer, interest is calculated on the amount refunded at the prime rate of the National Bank of Canada in effect on the first business day of the month in which the amount is refunded. This provision does not apply in the case of a correction made in accordance with Subparagraph 4 above.
- (8) All periods contemplated in this Section are determined starting from the date of Hydro-Québec's notice informing the customer of the discovery of the irregularity. If the irregularity was reported by the customer, the periods contemplated in this Section are determined starting from the date of the customer's notice informing Hydro-Québec of the discovery of the irregularity.
- (9) Where the correction involves applying a debit to the customer's bill, Hydro-Québec agrees, at the customer's request, that the amount resulting from the application of the correction may be paid in two consecutive instalments following the due date referred to in Section 11.6. Hydro-Québec may also come to a payment agreement with the customer.

15.4 When the distribution service loop is first installed or is replaced further to an increase in load, the applicant must pay the cost of work related to the distribution service loop before the work begins. The applicant is entitled to an exemption of 30 metres of conductors or cable measured in the most advantageous of the following ways

- (i) from the property line dividing the property to be supplied from a public highway, to the connection point; or
- (ii) from the supply point to the connection point.

The applicant must also pay the "charge for establishing service" stipulated in the Electricity Rates in force at the date of receipt of the request.

In the case of an off-grid system located north of the 53rd parallel, if the new distribution service loop carries a space or water heating load, the applicant must pay the "special connection charge for off-grid systems" stipulated in the Electricity Rates instead of the

“charge for establishing service”. This charge also applies in the case of conversion to electricity of a space or water heating system. The “special connection charge for off-grid systems” does not apply in cases where the distribution service loop is supplying temporary electric heating loads for drying joints or paint during construction.

- 15.5** When interventions are carried out or work is done on Hydro-Québec’s equipment subsequent to the date on which service to the customer’s electrical installation is first established, the person who requested or caused the work to be done must pay for the cost of such work before the work begins, including the cost of modifying the distribution service loop and the cost incurred for the first 30 metres. Work required as a result of a failure on the power line is excluded.

In the case of any request for modification of a connection, disconnection, remaking of any connection splices or establishment of service, the minimum cost of the intervention is the “charge for establishing service” stipulated in the Electricity Rates for Hydro-Québec’s regular working hours, in force at the date of receipt of the request.

However, where Hydro-Québec determines on the premises that service to the installation for which it received a request for intervention has already been established, the cost of the intervention is the “charge for travel without establishing service” stipulated in the Electricity Rates in force at the date of receipt of the request.

When Hydro-Québec determines that the electrical installation or metering equipment has been manipulated in such a way as to falsify the metering of the electricity, or when the metering of electricity is impeded, the customer must pay the “inspection fees” stipulated in the Electricity Rates and the cost of purchase and installation of the metering equipment unless the customer can show that the manipulation or impediment took place without the customer’s knowledge.

- 16.1** When an extension or modification of the power line is necessary in order to meet a request for supply, the applicant must pay the cost of work required to allow such service to be provided, in accordance with the provisions contained in this chapter. Before the work begins, the applicant and Hydro-Québec sign a contribution agreement.

Any request of the applicant over and above the reference offer is conditional upon Hydro-Québec’s acceptance and constitutes an option. The cost of the additional work required in connection with an option must be paid by the applicant, before the work begins, and is not refundable. No allowed amount applies to an option.

A request for an underground power line where an overhead power line is provided for in the reference offer constitutes an option, the cost of which equals the difference between the total cost of the underground work and the cost of work that would be realised overhead, calculated in accordance with the conditions set out in the Chapter 17.

Only the payment required for work covered by the reference offer, excluding work done on the distribution service loop, may be refunded as provided in this chapter. In no event may the total refund exceed the contribution paid by the applicant.

The applicant does not contribute to the cost of work to modify the power line in order to allow a load to be increased or electricity to be supplied to a new installation, excluding all work to extend an existing power line, if

- (1) the voltage required on the power line is available from the existing power line; and
- (2) the increase in available power over a period of five (5) years is less than 5 MVA, including initial power where service was established less than five (5) years before.

16.2 The cost of work to extend an overhead power line, excluding the distribution service loop, is determined by multiplying the applicable price per overhead metre established in the Electricity Rates by the length of the power line to be constructed. The costs related to tree removal, civil works and any right of servitude determined by Hydro-Québec, as required, are added to the said cost.

16.5 When there is no municipal water supply or sanitary sewer system in place, the applicant's contribution for the extension of an overhead power line is equal to the cost of work. The applicant is entitled to an exemption for 100 metres of power line measured, excluding the distribution service loop.

When there is more than one dwelling, the applicant is entitled to the "amount allocated for domestic use" established in the Electricity Rates for each additional dwelling unit.

The applicant chooses to pay the contribution

- (1) in a single payment on the date the contribution agreement is signed;
- (2) in 30 two-monthly instalments, including interest at the prospective capital cost rate stipulated in the Electricity Rates in effect on the date the contribution agreement is signed. The rate is fixed for the term of the agreement. The first instalment is payable on the date the agreement is signed.

16.7 When there is no municipal water supply or sanitary sewer system in place, the developer's contribution for the extension of an overhead power line is equal to the cost of work. The developer is entitled to an exemption for 100 metres of power line measured, excluding the distribution service loop. This 100-metre exemption is applied one time only for the whole housing project.

For a period of five (5) years following the date the contribution agreement is signed, the developer is entitled to a refund of the “amount allocated for domestic use” established in the Electricity Rates after the connection of each dwelling unit after the first. However, the costs related to tree removal and rights of servitude are not refundable.

Where the streets of the housing project are public highways, all lots and streets covered by the project have an individual cadastral number in accordance with Article 3032 of the Civil Code of Québec, S.Q. 1991, c. 64 and an agreement has been signed with Hydro-Québec for the development of the site or a part of the site to be supplied, Hydro-Québec accelerates the refund of an amount equal to 60 % of the value of the allocations to which the developer is entitled for the site or part of the site to be supplied. In such a case, no further refund is paid to the developer until

- (1) the dwelling for which the developer had an exemption for 100 metres of power line has been connected; and
- (2) the dwellings for which Hydro-Québec accelerated the refund of 60 % of the value of the allocations have been connected.

The developer must pay the contribution in a single payment on the date the contribution agreement is signed.

17.3 The cost of purchasing and installing transformers, circuit breakers and lightning arresters necessary for the operation of transformers and the cost of purchasing and installing metering equipment are excluded from the cost of work when the work is carried out in accordance with the reference offer.

If the work relates to an option, all additional costs of purchasing and installing transformers, circuit breakers and lightning arresters necessary for the operation of transformers and the additional costs of purchasing and installing metering equipment are added to the cost of the option.