

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2007-12

R-3610-2006

27 février 2007

PRÉSENTS :

Jean-Paul Théorêt

François Tanguay

Richard Lassonde

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page 7

Décision

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2007-2008*

SOMMAIRE EXÉCUTIF

La décision D-2007-12 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 2007.

Aux fins réglementaires, le Distributeur est une entité indépendante et distincte d'Hydro-Québec. La *Loi sur la Régie de l'énergie* lui permet de faire modifier ses tarifs pour récupérer ses coûts de capital et d'exploitation, dont un rendement raisonnable déterminé par la Régie sur la base de la tarification, soit les investissements consacrés 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 2007-2008, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser un revenu requis de 10 215 M\$, ce qui représente une augmentation de 256 M\$. La récupération de ce montant impliquerait une augmentation moyenne des tarifs de 2,8 % par rapport au niveau des tarifs présentement en vigueur.

Pour établir le revenu requis et fixer les tarifs de l'année 2007-2008, la Régie a tenu compte de la situation exceptionnelle qui a des répercussions importantes au niveau des comptes de frais reportés du Distributeur, notamment :

- des coûts de transport additionnels de 510 M\$, dont une portion de 170 M\$ est incluse dans les tarifs 2007 et un montant de 340 M\$ représente les augmentations rétroactives pour les années 2005 et 2006. Le Distributeur propose d'étaler ce dernier montant sur une période maximale de trois ans, à compter de 2008;
- une augmentation de 102 M\$ ou de 9 % des charges d'exploitation;
- une augmentation de 75 M\$ ou de 13 % du budget d'investissement pour les projets de moins de 10 M\$;
- une augmentation de 72 M\$ ou de 41 % du budget en efficacité énergétique;
- un solde créditeur du compte de *pass-on* des approvisionnements postpatrimoniaux pour 2006 évalué à 182 M\$ au moment de la demande et qui atteint 251 M\$ après neuf mois d'opération.

La Régie juge très élevée l'augmentation des charges d'exploitation. Elle considère qu'il est de la responsabilité du Distributeur de les contrôler sans compromettre la qualité du service et la fiabilité du réseau. La Régie est d'avis qu'une planification de l'augmentation des

charges sur plusieurs années et une augmentation de la productivité permettront de maintenir les charges d'exploitation à un niveau raisonnable, afin qu'elles se rapprochent du taux d'inflation comme s'y était engagé le Distributeur. La Régie demande donc au Distributeur de soumettre avec sa prochaine demande tarifaire un plan intégré d'amélioration de l'efficacité, incluant un échéancier.

Après avoir analysé les différents postes de charges et pris en compte le fait que d'autres mesures d'efficacité peuvent être mises en place par le Distributeur, la Régie limite à 6,5 % l'augmentation des charges d'exploitation. Elle procède aussi, entre autres, à d'autres ajustements du revenu requis.

À cet égard, dans le but d'associer les coûts de fourniture d'électricité et de transport aux générations de consommateurs pour lesquels ils ont été encourus, la Régie déroge exceptionnellement aux méthodes d'amortissement de ces comptes de frais reportés. Elle demande donc au Distributeur de diminuer son revenu requis d'un montant additionnel de 69 M\$ pour que les consommateurs bénéficient, dès 2007, d'une partie du crédit relié aux coûts d'électricité de 2006. D'autre part, la Régie demande au Distributeur d'inclure au revenu requis, dès 2007, une somme de 70 M\$, soit une partie des coûts de transport rétroactifs de 2005 et 2006 (340 M\$). De plus, considérant le report du projet informatique *système d'information clientèle*, la Régie demande au Distributeur de reporter l'inclusion au revenu requis d'une partie des coûts qui y sont reliés, soit un montant de 48,9 M\$.

Par cette décision, la Régie réduit de 146 M\$ les revenus requis, ce qui permet d'appliquer, dès 2007, un montant de 70 M\$ en réduction du compte de frais reportés de transport ainsi qu'un montant correspondant de 23 M\$ en coût de financement.

La Régie permet donc la récupération tarifaire d'un revenu requis de 10 143 M\$ en 2007 en haussant les tarifs de distribution de 1,9 % en moyenne. La Régie estime que cette hausse représente une augmentation de 1,96 \$ par mois pour un client résidentiel moyen. Cette augmentation pourrait être absorbée ou compensée par les programmes d'efficacité énergétique offerts par le Distributeur.

Coûts d'approvisionnement et de desserte

La consommation d'électricité au Québec dépasse maintenant les 165 TWh, soit le volume d'électricité patrimoniale mis à la disposition du Distributeur au coût moyen de 2,79 ¢/kWh tel que prescrit par la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Pour faire face à la demande en 2007, le Distributeur prévoit acheter pour plus de 664 M\$ d'électricité postpatrimoniale, au coût moyen de 8,1 ¢/kWh, soit environ trois fois le coût moyen pour l'électricité patrimoniale.

À cet égard, la Régie demande au Distributeur de modifier sa méthode de répartition des coûts d'approvisionnement en électricité postpatrimoniale et d'utiliser une méthode horaire permettant d'associer, heure par heure, les coûts d'approvisionnement en électricité aux différentes catégories de consommateurs. Le but de l'exercice est de doter le Distributeur d'un meilleur outil de répartition des coûts qui reflète sa nouvelle réalité d'approvisionnement. Cet outil servira éventuellement au développement d'une tarification différenciée dans le temps, telle qu'évoquée dans la stratégie énergétique du gouvernement du Québec.

Par ailleurs, la Régie est soucieuse de limiter la variabilité des tarifs annoncée pour les années à venir et causée par des fluctuations importantes des coûts d'approvisionnement inclus dans le compte de *pass-on*. Elle comprend qu'une partie importante de cette variabilité est due aux aléas de la température, sur lesquels le Distributeur n'a pas de contrôle. En conséquence, elle lui demande de se pencher sur les solutions possibles à la question de la variabilité des coûts en approvisionnement et de leur impact sur les tarifs et de proposer celles-ci dans le prochain dossier.

Taux de rendement

La Régie fixe à 7,79 % le taux de rendement sur la base de la tarification du Distributeur.

Structures tarifaires

La Régie approuve les modifications tarifaires proposées par le Distributeur. Ces réformes des structures tarifaires mènent à un meilleur signal de prix.

La Régie donne également des directives au Distributeur pour préciser les éléments de réflexion sur une réforme encore plus poussée des structures tarifaires afin de mieux refléter les coûts marginaux de long terme.

Plan global en efficacité énergétique

Étant donné l'adhésion des consommateurs aux nombreux programmes en efficacité énergétique offerts par le Distributeur, le budget de 2007 de ces programmes atteindra de nouveaux sommets, soit 245 M\$. De ce montant, 106 M\$ sont destinés spécifiquement à la clientèle domestique, dont 19 M\$ pour les ménages à faible revenu. L'enveloppe destinée aux ménages à faible revenu correspond à une augmentation de 41 % par rapport au montant prévu en 2006 et doit générer des économies d'énergie de 25 GWh. La Régie approuve le budget de 245 M\$ pour les programmes en efficacité énergétique en 2007. Ces

investissements devraient produire des économies d'énergie de 2 TWh et réduire ainsi les coûts d'électricité pour les consommateurs qui ont adhéré aux programmes.

D'ici 2010, le Distributeur prévoit investir 1,3 milliard de dollars dans ses programmes en efficacité énergétique qui devraient permettre des économies d'énergie de 4,7 TWh, dont 1,8 TWh pour la clientèle domestique.

Investissements

La Régie autorise un montant de 654,7 M\$ au titre des investissements de moins de 10 M\$. Ces investissements s'ajoutent à des projets déjà autorisés. Les investissements totalisent, en 2007, 729,7 M\$.

INTERVENANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCEG);
- Corporation des entreprises en traitement de l'air et du froid, Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (CETAF/SÉ/AQLPA);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Association des stations de ski du Québec (FCEI/ASSQ);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE.....	11
INTRODUCTION	13
OPINION DE LA RÉGIE	13
1. CONTEXTE PARTICULIER DE LA DEMANDE.....	13
2. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES.....	14
2.1 Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale.....	15
2.2 Disposition du compte de frais reportés de transport.....	19
2.3 Mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques.....	21
2.4 Code de conduite – Application des conditions de service	23
3. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR.....	24
3.1 Efficience externe du Distributeur.....	24
3.2 Efficience interne du Distributeur.....	28
3.3 Efficience des fournisseurs internes du Distributeur	31
4. COÛT DE SERVICE, BASE DE TARIFICATION ET REVENUS REQUIS	34
4.1 Conventions, méthodes et pratiques comptables.....	34
4.2 Prévision de la demande	37
4.3 Coûts d'approvisionnement	39
4.4 Coûts de transport	41
4.5 Coûts de distribution et de service à la clientèle	42
4.6 Revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité.....	55
4.7 Base de tarification	56
4.8 Revenu requis	60
5. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	61
5.1 Modifications méthodologiques.....	62
5.2 Fourniture postpatrimoniale	63
5.3 PGEÉ.....	74
5.4 Transport.....	74
5.5 Compte de <i>pass-on</i> des coûts d'approvisionnement	77
5.6 Impacts des modifications méthodologiques	78

6.	STRUCTURES TARIFAIRES.....	79
6.1	Modifications aux structures tarifaires.....	80
6.2	Révision des structures tarifaires afin de refléter les coûts marginaux de long terme.....	82
6.3	Modalités de facturation applicables lors d'ajustements des tarifs	84
6.4	Facturation de la puissance apparente (kVA) au tarif G-9.....	85
6.5	Modification aux modalités relatives au rodage pour la Grande entreprise.....	86
6.6	Fermeture du tarif d'éclairage Sentinelle	87
6.7	Retrait des options d'assurance tarifaire et des options de paiement en dollars américains.....	87
6.8	Tarif du service Visilec.....	88
6.9	Électricité interruptible de moyenne puissance	88
6.10	Autres dispositions tarifaires	88
7.	INTERFINANCEMENT ET STRATÉGIE TARIFAIRE	89
7.1	Interfinancement	89
7.2	Stratégie tarifaire	94
8.	PGEE.....	96
8.1	Aspects généraux	96
8.2	Objectifs	96
8.3	Aspects budgétaires, rentabilité et impact tarifaire.....	97
8.4	Modifications au PGEE	99
8.5	Coûts évités	106
8.6	Suivi et évaluation	107
8.7	Suivi des décisions antérieures	107
9.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR POUR 2006	108
10.	SUVIS.....	110
	DISPOSITIF	111
	ANNEXE	117

LEXIQUE

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 ou TransÉnergie).

1CP (pointe coïncidente);
1NCP (pointe non coïncidente);
CSP (Centre de services partagés);
ETC (équivalent temps complet);
FU (facteur d'utilisation);
GE (Grandes entreprises);
GWh (Gigawattheure 10^9 ou 1 000 000 000 Wh);
IC (Indice de continuité);
IF (Indice de fréquence);
ICCA (Institut canadien des comptables agréés);
k (millier);
kVA (kilovoltampère);
kW (kilowatt);
kWh (kilowattheure);
L2 (livraison 2);
L3 (livraison 3);
M (million);
MW (Mégawatt);
MWh (Mégawattheure);
OSBL (organisme sans but lucratif);
PADIGE (Programme d'analyse et de démonstration industrielles – Grandes entreprises);
PAMUGE (Programme d'amélioration majeure d'usine – Grandes entreprises);
PGEÉ (Plan global en efficacité énergétique);
PIBGE (Programme d'initiatives des bâtiments – Grandes entreprises);
PIIGE (Programme d'initiatives industrielles – Grandes entreprises);
SALC (Service à la clientèle);
SIC (système d'information clientèle);
TCE (TransCanada Energy Ltd);
TCTR (test du coût total en ressources);
TNT (test de neutralité tarifaire);
TPC (tarification par période critique);
TWh (Térawattheure 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh).

INTRODUCTION

Le 16 août 2006, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31(1^o), 32, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008, débutant le 1^{er} avril 2007. Le 21 août 2006, la Régie invite toute personne intéressée par la question à intervenir².

La Régie reçoit les demandes d'intervention de 16 intéressés, accompagnées de budgets prévisionnels. Le 15 septembre 2006, la Régie accorde le statut d'intervenant à 15 intéressés. Le 28 septembre 2006, l'UPA modifie son statut d'intervenant pour adopter celui d'observateur. Le 15 décembre 2006, le RNCREQ se retire du dossier, n'ayant pu y participer. En audience, la CETAF annonce qu'elle s'est jointe à SÉ/AQLPA pour l'étude du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) seulement.

La partie orale de l'audience se déroule du 29 novembre au 13 décembre et les plaidoiries sont entendues les 14, 15 et 18 décembre 2006.

OPINION DE LA RÉGIE

1. CONTEXTE PARTICULIER DE LA DEMANDE

Un certain nombre d'éléments nouveaux, ponctuels ou exceptionnels, ont un impact significatif sur le revenu requis du Distributeur et d'autres, bien que connus depuis 2006, ont cette année des incidences plus importantes. Pour rendre sa décision, la Régie doit donc tenir compte, entre autres, des particularités suivantes.

Particularités du dossier :

- une demande d'augmentation de 2,6 % du revenu requis³;
- des coûts de transport additionnels de 510 M\$, dont une portion de 170 M\$ serait incluse dans les tarifs 2007 ainsi qu'un montant de 340 M\$ représentant les augmentations rétroactives pour les années 2005 et 2006. Le Distributeur propose

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Décision D-2006-128.

³ Soit 2,8 % initialement, puis un ajustement en janvier 2007 pour la mise à jour du coût de l'avoir propre.

d'étaler ce dernier montant sur une période maximale de trois ans, à compter de 2008;

- une augmentation de 102 M\$ ou de 9 % des charges d'exploitation;
- une augmentation de 75 M\$ ou de 13 % du budget d'investissement pour les projets de moins de 10 M\$;
- une augmentation de 75 M\$ ou de 44 % du budget en efficacité énergétique;
- un solde créditeur du compte de *pass-on* des approvisionnements postpatrimoniaux de 182 M\$.

Informations obtenues en cours d'instance :

- un solde créditeur du compte de *pass-on* réévalué à 251 M\$ (en considérant neuf mois réels et trois mois projetés);
- une baisse de la demande 2007 de 2 TWh, due entre autres à des fermetures d'usines, qui pourrait réduire les revenus requis d'environ 100 M\$.

2. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

La Régie croit qu'il est souhaitable que les consommateurs connaissent le coût réel de l'électricité qu'ils consomment. Cela leur permet d'effectuer des choix éclairés et les incite à adopter des comportements qui favorisent les économies d'énergie.

En conséquence, la Régie est toujours d'avis qu'elle doit maintenir le principe réglementaire voulant que les coûts encourus pour une année soit alloués aux tarifs de la même année. Cette pratique réglementaire, appliquée à tous les distributeurs, vise à associer les coûts à la génération d'abonnés pour qui ils ont été encourus.

Or, force est de constater que pour l'année 2006, la température clémente et la baisse de la demande ont eu pour résultat de réduire la consommation d'électricité et les coûts d'approvisionnement prévus en 2006. Après neuf mois d'opération, les coûts d'approvisionnement sont de 251 M\$ inférieurs aux coûts récupérés auprès des consommateurs en 2006 (trop-perçu). Ce montant pourrait augmenter de façon substantielle, compte tenu des températures clémentes des mois de novembre et décembre 2006.

Pour rendre sa décision, la Régie doit donc tenir compte des éléments à caractère exceptionnel ou ponctuel, comme les augmentations rétroactives du coût de transport et le solde créditeur du compte de *pass-on* des coûts d'approvisionnement en électricité. Dans la présente demande, ces données représentent des montants importants. C'est dans ce contexte que la Régie rend la présente décision.

2.1 COMPTE DE PASS-ON POUR L'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE

Établissement sur une base prévisionnelle

Tel qu'autorisé par la Régie⁴, le Distributeur comptabilise, depuis 2005, tous les écarts de prix et de volume entre les coûts d'approvisionnement réels et ceux prévus dans un compte de frais reportés (le compte de *pass-on*) et les reflète dans les tarifs du deuxième exercice tarifaire subséquent. Ainsi, 36 M\$ de coûts additionnels d'approvisionnement afférents aux achats de l'année 2005 ont été intégrés dans le coût de service 2007.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne que les conditions climatiques plus clémentes et la croissance de la demande moins forte que prévue contribuent à réduire les coûts d'approvisionnement prévus pour l'année 2006 de 182 M\$ sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés. Considérant l'importance de cette baisse et la volonté de mieux appairer les coûts aux bonnes générations de clients, le Distributeur propose de ne pas attendre au prochain dossier tarifaire pour refléter ce solde créditeur dans son coût de service.

À cet effet, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une nouvelle modalité en deux étapes de transfert des écarts dans le compte de *pass-on*. Dans un premier temps, il propose de disposer, dans l'exercice subséquent, des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimonial pour une année de référence établie sur la base de quatre mois d'écarts réels et huit mois d'écarts projetés. Dans un deuxième temps, il propose de reconnaître les ajustements requis dans un deuxième exercice subséquent afin de refléter les écarts finaux. Il précise que cette nouvelle modalité s'applique tant pour un solde créditeur que pour un solde débiteur.

⁴ Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, pages 48 à 50; décision D-2005-132, dossier R-3567-2005, 27 juillet 2005, page 27; décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, pages 21 à 23.

Le Distributeur appuie sa demande sur le principe d'équité intergénérationnelle, sur le calcul des écarts sur une base annuelle et sur la réduction du coût de financement applicable aux soldes versés au compte de frais reportés. Il invoque aussi que les écarts de coûts réels portent sur trois des quatre mois de consommation hivernale les plus importants et que les données établies sur quatre mois réels et huit mois projetés sont établies sur les mêmes bases que l'ensemble du dossier tarifaire.

AQCIE/CIFQ appuie la demande du Distributeur. Le **GRAME** est prêt à accepter cette nouvelle modalité si le compte de frais reportés de transport est amorti dès 2007 (section 2.2). L'**ACEF de Québec** et **SÉ/AQLPA** sont d'accord, mais ils recommandent d'inclure le solde le plus récent disponible au moment de l'audience. **OC** et l'**UC** s'opposent à ce changement de modalité de façon permanente, mais acceptent d'intégrer le solde créditeur de 182 M\$ dans le coût de service 2007 sur une base exceptionnelle.

La Régie est d'avis que la prise en compte des données quatre mois réels et huit mois projetés contribue à un meilleur appariement des coûts aux bonnes générations de clients et réduit le coût de financement applicable à ce compte.

Par conséquent, la Régie accepte de façon permanente la modalité de transfert des écarts dans le compte de *pass-on*, telle que proposée par le Distributeur. Elle demande également au Distributeur de présenter le niveau de détail équivalent à celui soumis au dossier⁵ ainsi que le volume de ventes total ventilé par catégorie de consommateurs dans les prochains dossiers tarifaires et les rapports annuels.

Mise à jour du compte de pass-on

À la demande de la Régie, le Distributeur présente le solde du compte de *pass-on* 2006 établi sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés pour un montant créditeur de 250,9 M\$⁶, soit une hausse de 68,9 M\$ par rapport à la preuve initiale.

Que ce soit de façon permanente ou exceptionnelle, le Distributeur s'oppose à la mise à jour du dossier tarifaire en révisant le compte de *pass-on* avec les données les plus récentes. Il est d'avis qu'il faut tenir compte des principes de permanence et de cohérence du dossier tarifaire. Il souligne, entre autres, qu'une mise à jour partielle peut porter atteinte à l'intégrité du dossier, puisque ce dernier constitue un tout cohérent. Il affirme aussi que des variations de l'ordre de 100 M\$ dans le compte de *pass-on* ne seront pas chose rare.

⁵ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 34, tableau R16.1-C.

⁶ Pièce B-20-HQD-16, document 1.1, pages 7 et 9.

La Régie reconnaît que le présent dossier basé sur quatre mois réels et huit mois projetés constitue un tout et, qu'en principe on ne devrait pas tenir compte des mises à jour partielles. Néanmoins, comme le mentionne le Distributeur, dans le cas exceptionnel d'une augmentation rétroactive du coût de transport de l'ordre de 340 M\$, il faut répondre par une mesure exceptionnelle pour la récupération d'un tel montant⁷.

Cela est d'autant plus justifié que le solde créditeur du compte de *pass-on* pourrait encore augmenter de façon substantielle compte tenu des températures clémentes et d'une prévision de baisse de la demande dans le secteur industriel.

Considérant l'importance du solde créditeur et sa variation à la hausse, la Régie juge qu'une mesure exceptionnelle est justifiée cette année. De plus, elle considère que l'équité intergénérationnelle est un principe important visant à favoriser l'imputation des coûts encourus pour une année dans les tarifs de la même année.

En conséquence, exceptionnellement pour le présent dossier, la Régie demande au Distributeur d'utiliser les données neuf mois réels et trois mois projetés dans l'établissement du compte de *pass-on* évalué à 250,9 M\$.

Importance du compte de pass-on et stabilité tarifaire

Le Distributeur annonce que des comptes de *pass-on* totaux de 100 M\$ seront chose courante et qu'un solde de 200 M\$ risque de se produire périodiquement⁸. Le compte de *pass-on* est constitué de deux types de variations : les variations dues aux aléas de la demande et celles dues aux aléas climatiques⁹. Le Distributeur affirme qu'Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) lui fournit des données pour déterminer les aléas climatiques¹⁰. Toutefois, le Distributeur est d'avis qu'il est impossible de distinguer avec précision l'impact de ces deux aléas.

Les aléas climatiques ne sont pas sous le contrôle du Distributeur et leur fluctuation est imprévisible. Ils peuvent varier de façon importante et avoir un impact majeur sur les tarifs. En 2006, les conditions climatiques ont été beaucoup plus chaudes que la normale, ce qui a entraîné un solde créditeur important. Le Distributeur estime que l'impact des aléas climatiques s'élève à -143,8 M\$. Inversement, si la température avait été beaucoup plus

⁷ Pièce A-20-11-Notes sténographiques (NS) du 13 décembre 2006, page 18.

⁸ Pièce A-20-11-NS du 13 décembre 2006, pages 22 et 23.

⁹ Le Distributeur estime les aléas de la demande à -107,1 M\$ et les aléas climatiques à -143,8 M\$, totalisant -250,9 M\$, pièce B-20-HQD-16, document 1.1, page 8.

¹⁰ Pièce B-1-HQD-4, document 4, page 7.

froide que la normale, le solde du compte de *pass-on*, débiteur, aurait eu un impact défavorable sur les tarifs.

L'AQCIE/CIFQ recommande de demander au Distributeur d'évaluer et de proposer une méthode de disposition de ce compte dont l'objectif sera d'assurer une meilleure stabilité tarifaire dans le temps.

La Régie attache une grande importance à la stabilité tarifaire. L'ampleur des écarts annoncés dans le compte de *pass-on* nécessite la mise en œuvre d'un mécanisme pour protéger la clientèle contre les fluctuations importantes de ce compte, plus particulièrement celles dues aux aléas climatiques. La Régie demande au Distributeur de proposer des solutions à cette préoccupation. Étant donné le caractère technique du sujet, les propositions du Distributeur devront préalablement être abordées en séance de travail, au printemps 2007.

Lors de ces séances, le Distributeur devra expliquer davantage les raisons qui empêchent la distinction entre les aléas de la demande et les aléas climatiques à l'intérieur du compte de *pass-on* et faire rapport à la Régie des résultats lors de la prochaine demande tarifaire.

Traitement comptable et réglementaire

Le Distributeur propose les nouvelles modalités de fonctionnement et de disposition du compte de *pass-on* suivantes :

- calculer les écarts afférents au compte de *pass-on* sur une base annuelle et non sur une base mensuelle parce que le processus de calcul des frais reportés sur une base mensuelle est très complexe. Il nécessite l'intégration de multiples hypothèses et donne une fausse impression de précision;
- procéder au calcul du coût de financement au taux moyen du coût du capital sur la variation entre le solde final du compte de *pass-on* et le solde au 31 décembre de l'année de base, le coût de financement courant à partir du 1^{er} janvier suivant;
- disposer du compte de *pass-on* sans étalement. Le déversement du solde du compte hors base dans un deuxième compte inscrit à la base de tarification ne sera donc plus nécessaire.

OC et l'UC appuient le Distributeur pour le calcul des écarts sur une base annuelle.

La Régie accepte les modalités de traitement comptable et réglementaire du compte de pass-on, telles que proposées par le Distributeur car elles sont moins complexes.

2.2 DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS DE TRANSPORT

Compte de frais reportés pour les années 2005 et 2006

Dans la décision D-2006-66¹¹, la Régie autorisait le Transporteur à appliquer rétroactivement les tarifs pour le service de transport à compter du 1^{er} janvier 2005. Selon le principe tarifaire en vigueur¹², le Distributeur devrait donc, dans son coût de service 2007, intégrer 340 M\$ additionnels de frais de transport, plus le coût de financement.

La Régie ayant présenté la rétroactivité comme une mesure exceptionnelle, le Distributeur est d'avis qu'une règle d'exception est également de mise pour l'intégration de ces montants afin d'éviter aux consommateurs d'électricité une fluctuation importante des tarifs. À cet effet, le Distributeur propose de verser dans un compte de frais reportés le solde non récupéré des années 2005 et 2006, soit 340 M\$ plus les coûts de financement cumulés au 31 décembre 2007 de 44,9 M\$, sur un maximum de trois ans à partir de 2008. Le Distributeur présentera de façon détaillée la stratégie de disposition de ce compte dans le prochain dossier tarifaire.

À cet égard, le Distributeur précise, lors de l'audience, que la période de récupération pourrait être plus courte si la situation de l'année témoin 2008 le permettait :

« [...] il y a un crédit qui est en train de s'accumuler, autant pour la fin de l'année 2006 que pour le début de l'année 2007, et ces éléments-là vont être également intégrés à la proposition tarifaire du Distributeur.

Et je vous soumets que loin de remettre en question notre stratégie, elle bonifie notre stratégie puisqu'elle ajoute à nos capacités d'absorption de coûts additionnels de transport dès 2008 plutôt qu'un étalement sur trois ans. Donc on peut déjà penser à accélérer le processus de récupération des coûts de transport. »¹³ (nous soulignons)

L'ACEF de Québec, AQCIE/CIFQ, OC et l'UC accueillent favorablement la proposition du Distributeur. D'autres intervenants, soit FCEI/ASSQ, le GRAME et l'UMQ, recommandent d'intégrer l'amortissement de ce compte dans le coût de service dès 2007

¹¹ Décision D-2006-66, dossier R-3549-2004, phase 2, 18 avril 2006, pages 50 et 51.

¹² Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, phase 1, 21 mai 2003, page 21.

¹³ Pièce A-20-4-NS du 4 décembre 2006, page 136.

et/ou de réduire la période de récupération. Quant à **SCGM** et **SÉ/AQLPA**, ils s'opposent à la demande du Distributeur et favorisent l'intégration immédiate.

La Régie est d'avis que la proposition du Distributeur d'étaler cette somme sur une période de trois ans à compter de 2008 n'est pas dans l'intérêt des consommateurs, car elle amène un coût de financement additionnel de 63 M\$.

En conséquence, et bien que la Régie soit pour le maintien des principes de permanence du dossier tel que déposé, elle est d'avis que dans le cas exceptionnel d'une charge rétroactive de cette importance, il est nécessaire et dans l'intérêt public de tenir compte des mises à jour qui permettent de récupérer ce montant de 340 M\$ le plus rapidement possible, et ainsi réduire les coûts de financement qui s'y rattachent.

Considérant l'importance du montant et son caractère exceptionnel, la Régie accepte que le Distributeur verse dans un compte de frais reportés le montant des frais de transport 2005 et 2006. Toutefois, afin d'assurer un meilleur rapprochement des coûts aux bonnes générations de clients, et tout en visant une stabilité tarifaire, **la Régie demande au Distributeur de commencer à amortir ce compte dès 2007, pour un montant de 70 M\$.** La Régie considère que ce geste réduira les coûts de financement appliqués à ce compte.

De plus, la Régie prend acte de la volonté du Distributeur d'accélérer le processus de récupération des coûts de transport dès 2008. Elle invite donc le Distributeur à adopter les mesures nécessaires pour récupérer le plus rapidement possible le solde du compte de frais reportés dans le coût de service de l'année témoin 2008. Pour ce faire, le Distributeur devrait, entre autres, appliquer tout solde créditeur du compte de *pass-on* lors du dépôt du dossier tarifaire 2008 prioritairement en réduction du solde débiteur du compte de frais reportés des coûts de transport. Procéder de cette façon respectera le principe d'allouer les coûts aux clients pour lesquels ils ont été encourus et réduira les coûts de financement.

Provision de l'année témoin

La demande tarifaire du Transporteur¹⁴ pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2007 était en délibéré lors de la fin de l'audience orale dans le présent dossier. Cette demande laisse anticiper une hausse du coût de transport de l'ordre de 115 M\$ pour le Distributeur. Conformément à la décision D-2003-93¹⁵, le Distributeur indique que cette hausse sera

¹⁴ Dossier R-3605-2006.

¹⁵ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, phase 1, 21 mai 2003, page 21.

présentée dans le dossier tarifaire 2008, puisque la décision n'est pas rendue en temps opportun pour permettre son inclusion dans le dossier tarifaire 2007.

Le **GRAME, FCEI/ASSQ** et **SÉ/AQLPA** recommandent l'inclusion de ce montant dans le dossier tarifaire 2007.

En réplique, le Distributeur mentionne qu'il respecte la décision D-2006-34¹⁶ et ajoute :

« Toutefois, effectivement, lorsque nous posséderons un meilleur historique réglementaire, il sera définitivement possible, voire souhaitable, d'intégrer d'autres pratiques sur ce sujet, qu'il s'agisse d'un meilleur rodage des dossiers en termes d'échéancier, faisant en sorte que le Distributeur aurait une plus grande prévisibilité quant à la décision dans le domaine du transport, ou qu'il s'agisse de prendre des provisions à cet effet puisque nous aurons également un meilleur historique de décision dans le domaine du transport. »¹⁷ (nous soulignons)

La Régie considère que le principe d'équité intergénérationnelle doit guider le Distributeur dans l'établissement de ses coûts de transport.

En conséquence, la Régie demande au Distributeur d'intégrer, à partir du prochain dossier tarifaire, son estimation de la provision du coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin. La variation entre les données réelles et la provision fera l'objet du compte de frais reportés de transport existant et sera incluse dans le dossier tarifaire de l'année suivante. En plus de respecter le principe de rapprochement des coûts aux clients pour lesquels ils ont été encourus, ce nouveau principe évite la création de rétroactivités importantes, réduit les coûts de financement et assure une plus grande stabilité tarifaire.

2.3 MÉCANISME DE NIVELLEMENT DES REVENUS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION POUR ALÉAS CLIMATIQUES

Dans la décision D-2006-34¹⁸, la Régie acceptait le mécanisme de nivellement proposé par le Distributeur, applicable à compter du 1^{er} janvier 2006. Ce dernier invoquait que les aléas climatiques sont hors de son contrôle et qu'ils doivent se compenser au fil des ans. Si le solde du compte devait s'amplifier d'année en année, le Distributeur se réservait le droit d'en demander l'amortissement.

¹⁶ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, pages 39 et 40.

¹⁷ Pièce A-20-13-NS du 18 décembre 2006, pages 85 et 86.

¹⁸ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, pages 19 à 21.

La Régie demandait aussi au Distributeur de :

- compiler, sur une base mensuelle, les informations pertinentes sur les écarts;
- documenter le fonctionnement du compte;
- mettre à jour la pondération proposée, établie dans les années 1980, et ajustée partiellement en 2002, aux fins de la répartition de l'impact des conditions climatiques.

Mode de fonctionnement du compte

Le Distributeur présente les modalités utilisées dans l'établissement du compte de nivellement.

Le solde du compte de nivellement au 30 avril 2006 est de 72,0 M\$¹⁹ incluant le coût de financement de 0,9 M\$. L'écart de température pour la période de janvier à avril 2006 atteint -2 122 GWh, résultant d'une température plus clémente.

Cet écart ne peut être intégré dans la base de tarification qu'à compter de la deuxième année témoin suivant l'année considérée, soit en 2008, étant donné qu'il est calculé à partir des résultats d'une année complète, et compte tenu des contraintes liées aux dates de dépôt des dossiers tarifaires.

La Régie prend acte des éléments composant le compte de nivellement et de son fonctionnement. Elle demande au Distributeur de présenter un niveau de détail équivalant à celui soumis dans le présent dossier²⁰ dans les prochains dossiers tarifaires et les rapports annuels.

Elle demande également de fournir davantage d'explications sur l'établissement de l'écart de la température. Étant donné le caractère hautement technique de ce sujet, il devra être présenté en séance de travail²¹, au printemps 2007.

Mise à jour de la pondération

En réponse à la demande de la Régie, le Distributeur procède à la mise à jour des pourcentages de répartition des conditions climatiques pour le chauffage et la climatisation.

¹⁹ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 66.

²⁰ Pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 65 à 68.

²¹ La séance de travail mentionnée à la section 2.1.

Pour ce faire, il évalue les volumes de chauffage et de climatisation de l'ensemble de la clientèle pour les trois dernières années à partir d'un échantillon de clients, et utilise une moyenne des taux observés pour cette même période. Ces nouveaux pourcentages de répartition sont applicables à partir du 1^{er} janvier 2007.

La Régie accepte le résultat de la mise à jour des pourcentages de répartition des conditions climatiques pour le chauffage et la climatisation, tel que proposé par le Distributeur.

2.4 CODE DE CONDUITE – APPLICATION DES CONDITIONS DE SERVICE

En réponse à la demande de la Régie²², le Distributeur présente un plan ainsi qu'un échéancier d'implantation de la facturation interne à toutes les entités affiliées qu'il alimente.

Le Distributeur précise que 536 abonnements ou 26 % des points réels de livraison d'électricité ont procuré des revenus de 19,8 M\$ en 2005. Cependant, étant donné que seuls les abonnements les plus importants sont présentement facturés, l'estimation des revenus qui demeurent non facturés n'est que légèrement supérieure aux revenus provenant des entités déjà facturées.

D'ici 2009, le Distributeur vise à facturer graduellement la totalité de la consommation d'électricité des entités affiliées qu'il alimente.

La Régie accepte le plan et l'échéancier soumis par le Distributeur quant à l'implantation de la facturation de la consommation d'électricité des entités affiliées.

Elle prend également acte de la volonté du Distributeur de déposer un suivi de ladite implantation lors du prochain dossier tarifaire.

²² Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 25.

3. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR

3.1 EFFICIENCE EXTERNE DU DISTRIBUTEUR

En 2005, le Distributeur participait, pour la troisième année consécutive, au programme de balisage de la firme PA Consulting. Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le Distributeur présente les résultats 2004 des exercices de balisage portant sur les processus « Service à la clientèle (SALC) » et « Distribution », qui comportent chacun leur propre modèle de balisage.

3.1.1 Processus SALC

Un total de 39 participants, dont 16 étaient considérés comparables au Distributeur, ont pris part à cet exercice. Le tableau ci-dessous indique que les coûts par abonnement du Distributeur augmentent de 6,55 \$US (ou 12 %) entre 2003 et 2004, et qu'ils sont supérieurs de 4,00 \$US à ceux de la moyenne des autres entreprises participantes. Cette hausse de 12 % s'explique principalement par la hausse du dollar canadien et par l'ajout d'un nouvel élément de coût, soit les *payroll taxes*²³.

TABLEAU 1
COÛTS PAR ABONNEMENT – CLASSEMENT

<i>Coûts par abonnement (en \$US)</i>	2003		2004			
	<i>Rang HQD</i>	<i>HQD</i>	<i>Moyenne</i>	<i>Q1</i>	<i>HQD</i>	<i>Rang HQD</i>
Centre d'appels	Q4	11,99	9,56	7,03	14,92	Q4
Facturation	Q3	7,02	6,81	5,37	6,67	Q3
Encaissement	Q1	0,86	2,60	1,52	1,28	Q1
Relève	Q2	7,56	8,29	5,30	9,15	Q3
Activités terrain (mesurage)	Q2	3,03	8,46	3,43	3,34	Q1
Recouvrement	Q4	15,10	13,97	7,67	16,74	Q4
Subtilisation	Q3	0,90	0,62	0,37	0,78	Q4
Support	Q3	6,27	4,97	1,78	6,40	Q3
Total	Q3	52,73	55,14	43,12	59,28	Q3

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 1, pages 7 et 10

²³ Les cotisations sociales (*payroll taxes*), soit la part des avantages sociaux (CSST, assurance emploi, assurance parentale, RRQ, etc.) que l'employeur doit payer, ont été introduites dans la grille d'évaluation de PA Consulting.

Le Distributeur présente également les résultats de quatre services liés au processus « SALC »²⁴.

Le Distributeur doit améliorer sa performance globale relative au processus « SALC ». Malgré certaines particularités propres au contexte québécois, le Distributeur n'a pas su démontrer qu'il améliore son efficacité par rapport aux autres entreprises similaires, et ce, plus particulièrement en regard des coûts par abonnement.

3.1.2 Processus Distribution

Les résultats du programme de balisage 2005 sur le processus « Distribution » reposent sur des données de 2004. Un total de 40 participants ont pris part à cet exercice, dont 27 distributeurs d'électricité. PA Consulting utilise 24 indicateurs de performance regroupés en trois grands domaines d'intérêt, soit 13 indicateurs de coûts, sept indicateurs de continuité de service et quatre indicateurs sur la sécurité des travailleurs²⁵.

**TABLEAU 2
RÉSULTATS GLOBAUX**

<i>Volets</i>	<i>2003</i>		<i>2004</i>	
	<i>Rang sur 33</i>	<i>Rang HQD</i>	<i>Rang sur 27</i>	<i>Rang HQD</i>
Coûts	9	frontière Q1-Q2	7 à 9	frontière Q1-Q2
Continuité de service	11 à 16	Q2-	13 à 14	frontière Q2-Q3
Sécurité au travail	29	Q4-	22	Q4+
Global	12	Q2+	16	Q3+

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 12

Volet Coûts

Des 13 indicateurs calculés séparément et utilisés dans le calcul du classement global du Distributeur, trois attirent davantage l'attention de la Régie, car ils établissent un lien direct avec la croissance des charges d'exploitation :

- Coût d'exploitation et d'entretien / Client de distribution;

²⁴ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 9.

²⁵ Une pondération de 40 % pour les coûts, de 40 % pour la continuité de service et de 20 % pour la sécurité des travailleurs a été utilisée pour calculer le classement global du Distributeur.

- Coût d'exploitation et d'entretien / MWh distribué;
- Dépenses / Client de distribution.

Bien que le Distributeur se maintienne à la frontière des quartiles Q1 et Q2 au classement global du volet « Coûts du processus Distribution », les trois indicateurs précédents démontrent des hausses de coûts de 5 % à 12 % entre 2003 et 2004²⁶.

Le Distributeur doit améliorer sa performance au niveau des coûts de distribution afin de les maintenir à un niveau raisonnable.

Volet Continuité de service²⁷

La Régie porte une attention particulière à trois des sept indicateurs de continuité de service qu'elle considère plus pertinents dans le contexte spécifique du présent dossier tarifaire :

- nombre d'interruptions incluant les événements majeurs et les interruptions planifiées par 100 milles de circuit;
- IC incluant les événements majeurs et les interruptions planifiées²⁸;
- IF incluant les événements majeurs et les interruptions planifiées²⁹.

La Régie considère satisfaisante la performance du Distributeur quant à la continuité de service.

Volet Sécurité au travail

Le Distributeur se classe dans la première moitié du quatrième quartile (Q4+), avec une 22^e position sur 27 entreprises participantes. En comparaison, l'année dernière (données de 2003), il se situait dans la seconde moitié du quatrième quartile (Q4-), avec une 29^e position sur 33 distributeurs électriques.

²⁶ Dossier R-3579-2005, documents relatifs au suivi de la décision D-2006-34, pièce HQD-1, document 1.3, page 31.

²⁷ Dossier R-3579-2005, documents relatifs au suivi de la décision D-2006-34, pièce HQD-1, document 1.3, page 37.

²⁸ L'acronyme (IC) ou Indice de continuité mesure la durée moyenne d'interruption du réseau par client raccordé par année.

²⁹ L'acronyme (IF) ou Indice de fréquence mesure le nombre moyen d'interruptions par client raccordé par année.

Compte tenu de la performance du Distributeur, la Régie lui demande de faire rapport, lors du prochain dossier tarifaire, des divers moyens mis en œuvre pour améliorer la sécurité au travail.

3.1.3 Poursuite et fréquence des exercices de balisage externe

Considérant sa performance globale, le Distributeur mentionne qu'il aurait avantage à adopter les pratiques suivantes :

- mieux cerner les bénéfices associés aux différentes pratiques de maintenance en collaboration avec d'autres distributeurs, notamment en matière de pratiques d'entretien et d'exploitation du réseau;
- suivre la performance des équipes de travail;
- suivre les coûts des projets et des programmes d'entretien;
- améliorer les systèmes d'information et leur utilisation.

La Régie accepte les pratiques proposées par le Distributeur.

Le Distributeur participait en 2006 au programme *Customer Service* (processus « SALC ») de PA Consulting. Les données 2005 devraient être disponibles pour le prochain dossier tarifaire. Après trois années consécutives de participation à ce programme, le Distributeur évalue qu'il y a peu d'intérêt à participer annuellement au programme portant sur le processus « SALC » et propose plutôt une participation aux deux ans.

En ce qui a trait au processus « Distribution », le Distributeur participait en 2006 au programme « Distribution » de PA Consulting et entend y participer encore chaque année.

Ainsi, à l'égard de la participation du Distributeur aux exercices de balisages de PA Consulting, la Régie :

- **accepte la proposition de participation aux deux ans pour le processus « SALC »;**
- **demande au Distributeur de déposer les résultats et l'analyse des indicateurs de l'exercice de balisage 2006 (données de 2005) qui se rapportent au processus « SALC », lors du prochain dossier tarifaire;**
- **demande au Distributeur de déposer les résultats et l'analyse des indicateurs de l'exercice de balisage 2008 (données de 2007) qui se rapportent au processus « SALC »;**

- **accepte la proposition de participation annuelle pour le processus « Distribution »;**
- **demande au Distributeur de déposer les résultats et l'analyse des indicateurs de l'exercice de balisage 2006 (données de 2005) qui se rapportent au processus « Distribution », lors du prochain dossier tarifaire.**

3.2 EFFICIENCE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

3.2.1 Indicateurs d'efficience interne

Le Distributeur présente le suivi de 17 indicateurs d'efficience qui ont été calculés en excluant les coûts d'approvisionnement en électricité, du service de transport d'électricité, des réseaux autonomes, du PGEÉ et ceux reliés à l'abrogation du tarif BT³⁰.

Le Distributeur propose d'analyser l'évolution moyenne annuelle de tous ses indicateurs sur la période 2001-2007, et précise que son objectif est de contenir leur évolution sous le taux d'inflation sur l'horizon 2001-2010.

La Régie n'accepte pas la méthode d'analyse proposée par le Distributeur. Elle lui demande plutôt de limiter sa fenêtre d'analyse à une période mobile de cinq ans. La Régie est d'avis qu'une telle période établit un juste équilibre entre le souhait du Distributeur de ne pas tenir compte de variations ponctuelles importantes de coûts consécutives à la mise en service ou au déploiement de projets d'envergure, et la préoccupation de la Régie quant à une croissance annuelle raisonnable des charges d'exploitation.

En ce qui a trait à l'analyse des 17 indicateurs d'efficience, plusieurs d'entre eux, dont tous les indicateurs du processus « Distribution », ont connu une évolution annuelle moyenne supérieure à l'inflation sur la période 2003-2007. Sur la période 2006-2007, tous les indicateurs, sauf un, croissent à un taux égal ou supérieur à l'inflation, taux qui varie de 2,0 % pour le « Coût total du processus Distribution (\$) par abonnement » à 12,7 % pour le « Coût total du processus SALC (\$) par abonnement ». La moyenne de croissance des 17 indicateurs est de 5,0 % sur cette période.

³⁰ Le Distributeur souligne avoir apporté des modifications à son organisation en 2006, soit le transfert des activités de relève et de mesurage de la « vice-présidence Service à la clientèle » vers la « vice-présidence Réseau de distribution ». Les résultats des indicateurs d'efficience de 2001 à ce jour ont été révisés en conséquence.

TABLEAU 3
INDICATEURS D'EFFICIENCE INTERNE

<i>Description</i>	2003 <i>(réel)</i>	2004 <i>(réel)</i>	2005 <i>(réel)</i>	2006 <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	2007 <i>(projeté)</i>	<i>Croissance annuelle moyenne 2003-2007</i>	<i>Croissance annuelle 2006-2007</i>
Indicateurs globaux							
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	531	526	539	567	597	3,1 %	5,3 %
CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	251	248	243	251	266	1,5 %	6,0 %
IEN (\$) par abonnement	1 981	2 003	1 947	1 957	2 092	1,4 %	6,9 %
Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,17	1,18	1,19	1,26	1,32	3,2 %	4,8 %
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	0,55	0,56	0,54	0,56	0,59	1,8 %	5,4 %
IEN (k\$) par km de réseau	67,7	69,0	67,4	68,2	73,2	2,0 %	7,3 %
IEN (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	6,79	6,79	6,68	6,73	7,25	1,7 %	7,7 %
Indicateurs du processus SALC							
Coût total SALC (\$) par abonnement	152	150	142	110	124	(4,6 %)	12,7 %
CEN SALC (\$) par abonnement	133	134	126	104	108	(4,7 %)	3,8 %
ETC SALC par 100 000 abonnements	99	98	94	63	65	(8,6 %)	3,2 %
Indicateurs du processus Distribution							
Coût total Distribution (\$) par abonnement	375	371	386	449	458	5,5 %	2,0 %
CEN Distribution (\$) par abonnement	121	116	116	149	155	7,0 %	4,0 %
Coût total Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	1,29	1,26	1,32	1,54	1,59	5,8 %	3,2 %
CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	0,41	0,39	0,40	0,51	0,54	7,9 %	5,9 %
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	12,8	12,8	13,4	15,6	16,0	6,3 %	2,6 %
CEN Distribution (k\$) par km de réseau	4,1	4,0	4,0	5,2	5,4	7,9 %	3,8 %
ETC Distribution par 1 000 km de réseau	35	35	34	45	45	7,1 %	0,0 %
Abonnements au Québec	3 644 463	3 701 275	3 752 510	3 800 070	3 842 870	1,4 %	1,1 %
Inflation	2,8 %	1,9 %	2,2 %	2,0 %	2,0 %	2,2 %	2,0 %

CEN : Charges d'exploitation nettes

IEN : Immobilisations en exploitation nettes

ETC : Équivalent temps complet

Sources : Pièce B-1-HQD-3, document 1, pages 19 et 20; décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 27

Note : Les indicateurs en caractères gras sont ceux privilégiés par le Distributeur.

Le Distributeur doit améliorer sa performance globale à l'égard des indicateurs d'efficacité interne étant donné que leur croissance moyenne est de plus du double de celle du taux d'inflation sur la période 2006-2007.

Pour les dossiers tarifaires subséquents, la Régie demande au Distributeur de comparer et d'expliquer les écarts entre l'évolution quinquennale des indicateurs et leur croissance annuelle, afin d'indiquer si la tendance de court terme diverge ou non de la tendance de long terme.

3.2.2 Indicateurs de qualité de service

En conformité avec la décision D-2006-34, le Distributeur inclut les indicateurs de qualité de service provenant de son dernier rapport annuel (2005). Il présente ainsi une comparaison entre les résultats 2004 et 2005³¹ de ces indicateurs.

Comme le souligne le Distributeur, la qualité de service, dans son ensemble, s'est maintenue entre 2004 et 2005, à l'exception de la fiabilité du service électrique qui s'est détériorée. Le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client alimenté en moyenne tension, mesuré par l'IC brut, est passé de 2,11 heures en 2004 à 3,58 heures en 2005.

La Régie note cependant que l'IC 2003, tel que calculé par PA Consulting, est de 200,90 clients-minutes interrompus, ou 3,34 clients-heures interrompus, soit un résultat semblable à celui présenté par le Distributeur pour 2005³². Ainsi, la Régie constate que les résultats de l'IC présentent une tendance relativement stable.

Dans l'ensemble, le Distributeur présente des résultats satisfaisants. Ces résultats favorables soulèvent toutefois diverses interrogations sur les hausses de budgets demandées, notamment pour les différentes activités incluses dans le plan d'amélioration de la fiabilité du service électrique.

La Régie demande au Distributeur de présenter les résultats des indicateurs de qualité de service pour une période mobile de cinq ans, de façon cohérente avec les indicateurs d'efficacité interne.

3.2.3 Plan d'amélioration de l'efficacité

En suivi de la décision D-2006-34³³, le Distributeur présente l'approche adoptée pour réaliser la planification intégrée de l'efficacité, l'état d'avancement des travaux et les principales pistes à l'étude ou en cours d'implantation. Pour le Distributeur, l'amélioration de l'efficacité passe par l'atteinte de résultats, tout en conciliant les trois intérêts suivants :

- évolution des besoins d'affaires et prévision de la charge de travail;
- évolution du niveau de la qualité de service;

³¹ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 24.

³² Dossier R-3579-2005, documents relatifs au suivi de la décision D-2006-34, pièce HQD-1, document 1.3, page 38.

³³ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 41.

- évolution des coûts par activité.

Dans le but d'atteindre les résultats souhaités et d'assurer le succès de l'exercice d'amélioration de l'efficacité, le Distributeur mentionne qu'il entreprendra certaines actions spécifiques regroupées en trois grandes catégories qui, toutefois, nécessitent encore analyse et réflexion s'échelonnant sur plusieurs mois :

- Actions de gestion courante;
- Actions structurantes;
- Actions structurantes transversales.

La Régie prend acte des moyens et actions mis en œuvre à ce jour et mentionnés par le Distributeur pour améliorer son efficacité.

L'imprécision des objectifs, le manque d'élaboration quant aux cibles à atteindre et l'inexistence d'un échéancier multiannuel d'implantation ne satisfont cependant pas aux exigences de la Régie. À cet égard, elle réfère le Distributeur aux directives de la section 4.5.1 de la présente décision.

3.3 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

3.3.1 Centre de services partagés (CSP)

Le Distributeur négocie et signe avec chacun de ses fournisseurs internes des ententes client-fournisseur qui spécifient ses attentes en termes de produits et services à recevoir, de conditions de facturation et de niveaux de performance requis. Les tarifs du CSP sont établis sur la base du coût complet et ils sont appliqués de manière uniforme à l'ensemble de la clientèle pour un service comparable.

Dans le but d'évaluer la performance globale de ses fournisseurs internes, le Distributeur présente l'indicateur « Charges de services partagés par abonnement » sur la période 2001-2007. La Régie limite cependant l'analyse à une période de cinq ans, soit de 2003 à 2007 inclusivement.

TABLEAU 4
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (\$) / ABONNEMENT

<i>Indicateur global</i>	2003 (réel)	2004 (réel)	2005 (réel)	2006 (réel 4/12 - budget 8/12)	2007 (projeté)	Croissance annuelle moyenne 2003 - 2007	Croissance annuelle 2006-2007
Charges de services partagés (\$) par abonnement au Québec	105,9	100,1	97,8	96,6	99,3	(1,6 %)	2,8 %

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 2, page 7

La tendance à court terme de la croissance de 2,8 %, est moins favorable que la tendance à long terme dont la croissance annuelle moyenne est négative : -1,6 %. La tendance à court terme s'explique notamment par un ralentissement de la croissance du nombre d'abonnements alors que la charge de retraite des fournisseurs internes croît de 16,0 M\$ entre 2006 et 2007.

Le Distributeur présente également cinq indicateurs d'efficacité spécifiques du CSP, établis sur la base de sa consommation et des coûts qui lui sont facturés.

TABLEAU 5
ÉVOLUTION DES INDICATEURS SPÉCIFIQUES DU CSP

<i>Domaine / Indicateurs</i>	2003 (réel)	2004 (réel)	2005 (réel)	2006 (réel 4/12 - budget 8/12)	2007 (projeté)	Croissance annuelle moyenne 2003-2007	Croissance annuelle 2006-2007
Services immobiliers							
Coût d'exploitation (\$ / m ²)	121,30	90,30	90,20	96,70	101,60	(4,1 %)	5,1 %
Taux d'inoculation (%)	0,6	1,6	1,4	0,9	0,9	0,1	0,0
Services de transport							
Coût d'entretien (\$) / Véhicules équivalents	2 913	2 872	2 871	2 980	3 081	1,4 %	3,4 %
Gestion du matériel							
Coût de gestion CSP (\$) / Matériel consommé	0,18	0,18	0,17	0,18	0,19	1,4 %	5,6 %
Bureautique							
Coût moyen (\$) / Ordinateur	2 413	2 594	2 422	2 199	2 140	(2,8 %)	(2,7 %)

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 2, page 11

La baisse de performance du Distributeur à court terme s'explique, entre autres, par :

- l'augmentation des coûts de location de certains espaces;

- le reclassement de certains véhicules au sein de plusieurs catégories d'usage, réduisant ainsi le nombre de véhicules équivalents;
- la progression de la charge de retraite.

Bien qu'elle soit préoccupée par la tendance à court terme, la Régie considère acceptables les résultats des indicateurs d'efficacité du CSP.

3.3.2 Groupe Technologie

Le Groupe Technologie a été créé en 2006. Sa mission est d'assurer une gestion et un suivi de l'ensemble des activités rattachées aux télécommunications, à la technologie et aux activités de télécommunications spécialisées qui relevaient auparavant de la division TransÉnergie.

De 2003 à 2007, l'indicateur « Coût moyen (\$) par ligne téléphonique » passe de 1 558 \$ à 1 857 \$, ce qui équivaut à une croissance annuelle moyenne de 4,8 %. Entre 2006 et 2007, il passe de 1 823 \$ à 1 857 \$, soit une hausse de 1,9 %.

La hausse quinquennale est attribuable à l'utilisation de technologies plus coûteuses pour répondre aux besoins de ses centres d'appels en territoire, à l'augmentation de la charge de retraite et à une réduction du nombre de lignes, ce qui influe négativement sur un indicateur dont le dénominateur diminue en valeur.

La Régie prend acte du résultat de l'indicateur d'efficacité du Groupe Technologie.

3.3.3 Poursuite et fréquence des exercices de balisage

En suivi de la décision D-2006-34, le CSP propose de réaliser des exercices de façon ponctuelle, selon les domaines d'activité, afin de demeurer à l'affût des meilleures pratiques d'affaires. Le CSP n'a donc effectué aucun exercice de balisage dans le cadre du présent dossier tarifaire.

La Régie prend acte de la proposition du Distributeur de réaliser des exercices de balisage de façon ponctuelle, et ce, en suivi de la décision D-2006-34.

De plus, la Régie demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, un calendrier multiannuel de réalisation des exercices de balisage par

domaine d'activité. La Régie veut ainsi s'assurer que les exercices en question soient repris de manière récurrente, sans que la fréquence soit nécessairement annuelle.

4. COÛT DE SERVICE, BASE DE TARIFICATION ET REVENUS REQUIS

4.1 CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

Dans sa demande, le Distributeur tient compte des conventions comptables reconnues par la Régie dans ses décisions antérieures. Une synthèse est présentée aux pages 4 et 5 de la pièce B-1-HQD-7, document 1. De plus, il présente un reclassement de l'effet des couvertures des ventes en dollars américains ainsi que des ajouts et des modifications à la comptabilisation des instruments financiers.

Le Distributeur demande que la Régie reconnaisse les modifications ou ajouts aux conventions comptables déjà reconnues ainsi que la stratégie qu'il a retenue concernant l'adoption des nouvelles normes comptables relatives à la comptabilisation des instruments financiers qui seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2007.

4.1.1 Reclassement de l'effet des couvertures des ventes en dollars américains

La structure de la dette du Distributeur est basée sur le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec. Hydro-Québec présente l'effet des couvertures en compensation des éléments couverts, sauf pour une exception importante, soit la présentation, avec les frais financiers, des gains et pertes de change associés aux dettes et aux swaps désignés en couverture des ventes en dollars américains.

Plus précisément, Hydro-Québec détient de la dette et des swaps en dollars américains, dont les variations dues au taux de change compensent l'entreprise pour les effets inverses sur ses ventes en dollars américains.

Historiquement, tous les gains et pertes de change étaient présentés au poste « Pertes de change » sous la rubrique « Frais financiers », sans égard à l'élément couvert. Dans leur rapport déposé en 2005, les vérificateurs externes d'Hydro-Québec avaient déjà noté cette situation et recommandaient une présentation uniforme de tous les effets des couvertures, soit avec l'élément couvert.

Hydro-Québec avait alors décidé de reporter ce changement jusqu'au moment où une analyse approfondie serait effectuée. À partir de 2006, elle reclassait sous la rubrique « Produits », donc avec l'élément couvert, l'effet des couvertures des ventes en dollars américains par les dettes et swaps. Cet effet de couverture ne fait donc plus partie des frais financiers.

Hydro-Québec affirme que cette présentation est cohérente avec les objectifs économiques de cette couverture et avec le traitement comptable de couverture accordé à ces relations. Ainsi, le coût de la dette est en grande partie immunisé contre la volatilité induite par le risque de change.

L'impact de ce reclassement est un transfert aux produits d'Hydro-Québec d'un gain de l'ordre de 130 M\$ pour 2006 et de 200 M\$ pour 2007³⁴. L'impact du reclassement sur le coût de la dette est discuté dans la section 4.5.3 portant sur le coût du capital.

La Régie reconnaît le reclassement de l'effet des couvertures en dollars américains.

4.1.2 Nouvelles normes comptables relatives à la comptabilisation des instruments financiers, en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2007

Relations de couverture avant le 1^{er} janvier 2007

Depuis le 1^{er} janvier 2004, Hydro-Québec a adopté les recommandations de la note d'orientation concernant la comptabilité intitulée Relations de couverture (NOC-13), émises par l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA), qui établit les conditions d'application de la comptabilité de couverture se résumant à une documentation adéquate et à une démonstration de l'efficacité des relations de couverture.

Instruments financiers et relations de couverture après le 1^{er} janvier 2007

Depuis le 1^{er} janvier 2007, Hydro-Québec a adopté les nouvelles normes comptables de l'ICCA sur les instruments financiers.

³⁴ Pièce B-1-HQD-10, document 1, page 13.

4.1.3 Effets de l'implantation des nouvelles normes

Comptabilisation des instruments dérivés et application de la comptabilité de couverture

Depuis le 1^{er} janvier 2007, tous les instruments dérivés sont évalués à leur juste valeur. Les gains et pertes relatifs aux variations des justes valeurs devront être comptabilisés aux résultats, sauf si ces éléments sont désignés comme des éléments constitutifs d'une relation de couverture. Dans ces conditions, les nouvelles normes comptables permettent d'assurer que les gains, pertes, produits et charges qui se compensent de façon efficace soient comptabilisés aux résultats au cours de la même ou des mêmes périodes.

Le Distributeur explique que ces règles ont pour effet de préserver l'objectif poursuivi dans la comptabilité de couverture pratiquée en vertu des normes existantes. Ainsi, l'application des nouvelles normes aurait ultimement peu d'impact sur le niveau du coût de la dette réglementaire.

Dette à long terme

Depuis le 1^{er} janvier 2007, le Distributeur comptabilise la dette à long terme au coût après amortissement selon la méthode du taux effectif. Ainsi, les escomptes/primes et frais d'émission actuellement présentés dans la rubrique « Frais reportés liés à la dette à long terme » ou « Escomptes et autres crédits reportés liés à la dette à long terme » et amortis linéairement sur la durée des emprunts, seraient dorénavant inclus dans le solde de la dette à long terme. Selon le Distributeur, l'impact se limiterait à la reconnaissance temporelle des escomptes et frais d'émission dont les effets se somment à zéro sur la durée de vie des titres.

Couverture des ventes en dollars américains

Présentement, dans les cas où Hydro-Québec désigne une dette en couverture de ventes en dollars américains, seul le capital est désigné. Depuis le 1^{er} janvier 2007, le Distributeur doit également désigner les intérêts. Ainsi, les gains et pertes de change sur les intérêts sont dorénavant présentés sous la rubrique « Produits », alors que les intérêts sont comptabilisés au taux historique sous la rubrique « Frais financiers ».

Le coût de la dette réglementaire projeté pour 2007 est basé sur les normes en vigueur en 2006. Le Distributeur soumet ne pas pouvoir chiffrer tous les effets des nouvelles normes avant la mise en place des outils informatiques associés à leur implantation. Il propose de ne pas appliquer les nouvelles normes en vigueur à partir de janvier 2007, étant donné l'impact négligeable sur le coût de la dette.

Le Distributeur reconnaît que la comptabilisation des instruments dérivés à leur juste valeur amènera des modifications importantes au bilan et à la présentation des informations financières. Il reconnaît aussi que la formule du coût de la dette réglementaire sera à revoir de manière à toujours bien traduire la définition.

Cependant, le Distributeur soumet que lors du prochain dossier tarifaire, les données réelles refléteront les effets des nouvelles normes. La définition du coût de la dette réglementaire y sera alors adaptée. Le Distributeur pourra à ce moment confirmer la nature marginale de l'impact des nouvelles normes compte tenu des ajustements proposés.

Le Distributeur propose donc, pour le prochain dossier tarifaire, d'adapter la définition du coût de la dette réglementaire aux changements découlant de l'application des nouvelles normes sur la comptabilisation des instruments financiers.

Les effets de l'implantation de ces nouvelles normes sont examinés à la section 4.5.3 portant sur le coût du capital.

La Régie prend acte des orientations du Distributeur et reporte au prochain dossier tarifaire toute décision finale sur l'application des nouvelles normes comptables relatives à la comptabilisation des instruments financiers qui sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007.

4.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Le Distributeur prévoit, pour l'année témoin 2007, des besoins en énergie de 187,1 TWh, dont 8,2 TWh devront être satisfaits par des approvisionnements postpatrimoniaux³⁵. Les ventes prévues pour 2007 s'élèvent à 173,9 TWh.

Le tableau suivant présente quelques paramètres pris en compte dans la prévision économique et énergétique du Distributeur.

³⁵ Ces chiffres incluent des pertes de 7,5 % prévues sur les réseaux de distribution et de transport.

TABLEAU 6
PRÉVISION ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE – RÉVISION D'AVRIL 2006

	2006	2007	<i>Différence 2006-2007</i>
Croissance du PIB (%)	2,1	2,3	0,2
Croissance du revenu personnel disponible (%)	1,9	2,2	0,3
Mises en chantiers (milliers)	43,5	38,5	(5,0)
Prix du pétrole brut WTI (\$US / baril)	64,68	65,84	1,16
Prix du gaz naturel - frontière de l'Alberta (\$CA / Mpc)	8,29	9,40	1,11
Taux d'inflation (%)	2,0	2,0	0,0

Source : B-1-HQD-2, document 1, pages 11 et 15

La normalisation des données est un mécanisme permettant d'ajuster la demande réelle d'électricité en tenant compte de l'effet de la température, dans le but d'améliorer l'évaluation des prévisions. En 2006, l'impact des conditions climatiques sur la demande est évalué à -2,1 TWh par le Distributeur.

L'évolution anticipée des ventes pour l'année témoin 2007 est résumée ci-dessous³⁶.

Tarif D. La croissance des ventes prévues de 1,9 TWh (286 GWh après normalisation pour les conditions climatiques de 2006) résulte en majeure partie des nouvelles mises en chantier résidentielles et est atténuée partiellement par l'impact anticipé du PGEÉ.

Tarifs G. La croissance prévue de 293 GWh est principalement due à l'impact des conditions climatiques de 2006, au transfert des abonnements en provenance du tarif BT et à l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité.

Tarif M. La croissance anticipée de 1 052 GWh provient surtout de l'impact des conditions climatiques, de l'ajustement pour le facturé/livré, du transfert des abonnements en provenance du tarif BT et de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité.

Tarif L. La décroissance anticipée de 123 GWh provient principalement des ventes plus faibles dans le secteur des pâtes et papiers.

³⁶ Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 5 à 8; pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 6 à 8.

Tarif BT. La décroissance des ventes prévues de 457 GWh découle de l'abrogation de ce tarif à compter du 1^{er} avril 2006.

Contrats spéciaux. La croissance prévue de 1,4 TWh en 2007 s'explique surtout par des livraisons plus élevées chez Alcan et par des ajouts de production chez deux autres clients.

SÉ/AQLPA recommande à la Régie d'approuver la prévision de la demande. De plus, il suggère que le Distributeur se fonde préférablement sur des prévisions consensuelles des prix des combustibles et non seulement sur les prix de marché en début d'année.

Le **GRAMÉ**, pour sa part, recommande que le Distributeur présente, dans ses prévisions, les prix spécifiques du mazout n° 2 et du mazout n° 6 afin de comprendre et de prévoir les fluctuations du marché québécois de l'énergie.

La Régie est satisfaite de la prévision de la demande soumise par le Distributeur. Elle utilise donc ces données aux fins d'établir les tarifs pour l'année tarifaire 2007.

La Régie rejette la demande de SÉ/AQLPA concernant la prévision du prix des combustibles, puisque la preuve ne démontre pas qu'il soit opportun de demander au Distributeur d'intégrer systématiquement une telle méthodologie à son processus de prévision de la demande.

La Régie rejette également la demande du GRAMÉ concernant le prix des combustibles, puisqu'elle juge insuffisants les éléments visant à démontrer le bien-fondé de cette recommandation.

4.3 COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Les coûts d'approvisionnement du Distributeur passent de 4 705,5 M\$, en 2005, à 4 971,1 M\$, en 2007. Cette augmentation est principalement attribuable aux achats d'électricité postpatrimoniale, dont les coûts totaux atteignent 664 M\$ en 2007 alors qu'ils étaient de 196 M\$ en 2005.

Entre 2006 (selon la décision D-2006-46) et 2007 cependant, on note une baisse de 222,6 M\$ des montants relatifs aux achats d'électricité. La baisse s'explique surtout par le

montant de 182 M\$ du compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité postpatrimoniale, lequel découle de la révision à la baisse des besoins prévus en électricité postpatrimoniale pour l'année 2006.

TABLEAU 7
COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

<i>(en M\$)</i>	<i>2005</i> <i>(réel)</i>	<i>2006</i> <i>(D-2006-46)</i>	<i>2006</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2007</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2006-2007</i> <i>(D-2006-46)</i>	
Électricité patrimoniale	4 595,0	4 603,5	4 588,8	4 603,5	0,0	0,0 %
Electricité postpatrimoniale	196,0	707,1	366,9	664,0	(43,1)	(6,1 %)
Tarifs de gestion et énergie de secours	40,2	17,5	19,6	1,5	(16,0)	(91,4 %)
Ajustement des contrats spéciaux	(94,3)	(134,4)	(27,7)	(151,9)	(17,5)	13,0 %
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité postpatrimoniale 2005	(31,4)	-	-	36,0	S. O.	S. O.
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité postpatrimoniale 2006	-	-	182,0	(182,0)	S. O.	S. O.
Total	4 705,5	5 193,7	5 129,6	4 971,1	(222,6)	(4,3 %)

Sources : B-1-HQD-7, document 2, page 3; décision D-2006-46, dossier R-3579-2005, 20 mars 2006, page 4

Le Distributeur explique que pour la première fois, il prévoit revendre une quantité importante d'électricité sur les marchés. Plus précisément, il envisage de revendre 1,8 TWh à un prix de 7,3 ¢/kWh au cours de l'année 2007. La revente d'électricité vient en réduction du coût d'approvisionnement postpatrimonial 2007 pour un montant de 131,5 M\$.

Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi en additionnant les produits des volumes de chaque catégorie de consommateurs par les coûts répartis respectivement à ces catégories. Pour l'année témoin 2007, en conformité avec le paragraphe iii), alinéa 2 de l'article 52.2 de la Loi, le coût réparti à chaque catégorie de consommateurs correspond à celui fixé par le gouvernement dans son décret 790-2006.

Pour 2005 et 2006, les déficits reliés au coût d'approvisionnement du tarif BT sont respectivement de 52,5 M\$³⁷ et de 71,1 M\$, et ils sont comptabilisés directement dans un compte de frais reportés hors base³⁸.

³⁷ Incluant l'ajustement de 3 M\$ provenant de la décision D-2005-132, dossier R-3567-2005, 27 juillet 2005.

³⁸ Pièce B-1-HQD-9, document 1, page 11.

Un ajustement est effectué pour les contrats spéciaux, puisqu'en conformité avec la Loi, le déficit ou le surplus entre le revenu requis des contrats spéciaux et les revenus générés est à la charge de l'actionnaire.

Le Distributeur dépose en preuve les quatre indicateurs de suivi de sa gestion des approvisionnements pour l'année 2005. À cet effet, la Régie note que l'électricité postpatrimoniale inutilisée a été de 308 GWh et qu'un volume de 46 GWh a été acquis en vertu de l'entente-cadre signée avec Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur). De plus, le coût unitaire moyen de l'énergie postpatrimoniale pour l'année 2005 a été de 7,2 ¢/kWh, soit un prix inférieur au prix moyen sur le marché *Day Ahead Market* (DAM) de la zone M du *New York Independent System Operator* (NYISO) (9,3 ¢/kWh)³⁹.

La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les coûts d'approvisionnement, sous réserve de la mise à jour du solde du compte de *pass-on* 2006 pour l'achat d'électricité postpatrimoniale. Tel qu'expliqué à la section 2.1, la mise à jour doit correspondre au solde créditeur de 250,9 M\$, soit l'évaluation du compte selon neuf mois réels et trois mois projetés.

Quant à la gestion des approvisionnements postpatrimoniaux, la Régie demande au Distributeur de poursuivre la présentation des quatre indicateurs de suivi de ces activités.

4.4 COÛTS DE TRANSPORT

Les coûts de transport présentés par le Distributeur sont évalués à 2 483 M\$ en 2007.

Ces coûts ne tiennent pas compte de l'augmentation demandée par le Transporteur dans le dossier R-3605-2006. Ils ne tiennent pas compte non plus du solde non récupéré de 340 M\$ inclus dans le compte de frais reportés de transport relatif aux années 2005 et 2006⁴⁰.

³⁹ Pièce B-1-HQD-2, document 2, pages 10 à 13.

⁴⁰ Pièce B-1-HQD-7, document 2, page 8; pièce B-1-HQD-4, document 3, pages 4 à 7; le montant de 340 M\$ n'inclut pas les intérêts.

La Régie reconnaît les coûts de transport soumis par le Distributeur. De plus, tel que mentionné dans la section 2.2, elle demande au Distributeur d'intégrer, dès 2007, une portion à hauteur de 70 M\$ du solde non récupéré du compte de frais reportés de transport relatif aux années 2005 et 2006. Les coûts de transport autorisés s'élèvent donc à 2 553 M\$.

4.5 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.

Ces charges progressent de 7,8 % entre les montants autorisés pour 2006 (selon la décision D-2006-46) et l'année témoin 2007, passant de 2 543,9 M\$ à 2 741,9 M\$.

TABLEAU 8
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2005 (réel)</i>	<i>2006 (D-2006-46)</i>	<i>2006 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2007 (projeté)</i>	<i>Différence 2006-2007 (D-2006-46)</i>	
Charges d'exploitation	1 086,5	1 133,7	1 162,6	1 235,8	102,1	9,0 %
Autres charges	648,9	718,7	719,9	770,6	51,9	7,2 %
Coût du capital	635,0	691,3	699,6	735,5	44,2	6,4 %
Total	2 370,4	2 543,7	2 582,1	2 741,9	198,2	7,8 %

Source : Pièce B-68-HQD-6, document 1, page 3, révision du 30 janvier 2007; décision D-2006-46, dossier R-3579-2005, 20 mars 2006, page 4

4.5.1 Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation passent de 1 133,7 M\$, telles qu'autorisées en 2006 à 1 235,8 M\$ en 2007, ce qui équivaut à une hausse de 9,0 %.

TABLEAU 9
CHARGES D'EXPLOITATION

(en M\$)	2005	2006	2006	2007	Différence 2006-2007	
	(réel)	(D-2006-34)	(réel 4/12 - budget 8/12)	(projeté)	(D-2006-34)	
Charges brutes directes	1 000,9	1 053,4	1 086,9	1 149,4	96,0	9,1 %
Masse salariale	698,0	727,9	763,4	784,2	56,3	7,7 %
Autres charges directes	302,9	325,5	323,5	365,2	39,7	12,2 %
Charges de services partagés	374,3	377,0	380,2	391,0	14,0	3,7 %
Coûts capitalisés	(322,8)	(333,6)	(341,7)	(344,1)	(10,5)	3,1 %
Frais corporatifs	34,1	36,9	37,2	39,5	2,6	7,0 %
Total	1 086,5	1 133,7	1 162,6	1 235,8	102,1	9,0 %

Sources : Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 7; décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, pages 41, 45, 46 et 47

Le Distributeur souligne que cette hausse découle principalement de la croissance de la masse salariale (7,7 %), des autres charges directes (12,2 %) et de certains éléments spécifiques et ponctuels, soit principalement le coût de retraite, la stabilisation post-projet du système d'information clientèle (SIC), l'automatisation du réseau, l'alimentation des clients de Schefferville, les activités de contrôle de la végétation et les charges en maintenance du réseau.

Le Distributeur soumet que, n'eût été de ces éléments particuliers, les charges d'exploitation 2007 auraient été en hausse de 2,0 % par rapport à 2005, témoignant ainsi des efforts d'efficacité réalisés pour limiter l'augmentation des charges liées aux activités courantes.

Cependant, plusieurs intervenants, dont l'**ACEF de Québec**, **AQCIE/CIFQ** et **FCEI/ASSQ**, sont insatisfaits de la performance du Distributeur et demandent à ce que ce dernier contrôle et restreigne la croissance de ses charges d'exploitation afin qu'elle se rapproche davantage du taux d'inflation.

La Régie a analysé l'évolution des charges d'exploitation dans une perspective globale, en tenant compte des distinctions inhérentes à leurs différentes composantes, et en accordant une attention particulière aux justifications spécifiques présentées à l'appui de la croissance significative des charges d'exploitation entre 2006 et 2007. Cette approche permet ainsi d'établir un juste équilibre entre les préoccupations générales des divers intervenants et les circonstances particulières auxquelles le Distributeur est confronté cette année.

Charges brutes directes

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

Masse salariale

La masse salariale progresse de 7,7 % entre le montant autorisé en 2006 et celui de 2007, passant de 727,9 M\$ à 784,2 M\$.

Les salaires de base passent de 479,5 M\$ à 501,9 M\$ sur cette période, ce qui équivaut à une croissance de 4,7 %. Cette hausse provient, d'une part, de l'application des conventions collectives en vigueur auxquelles on ajoute certains ajustements en vertu de la *Loi sur l'équité salariale* et, d'autre part, de l'accueil de 181 ETC, attribuables notamment au déploiement du projet SIC, aux activités d'automatisation et de maintenance du réseau, à l'alimentation de la ville de Schefferville et à la gestion des technologies de l'information par le Groupe Technologie. L'effectif annuel moyen du Distributeur passe ainsi de 8 083 ETC en 2006 à 8 264 ETC en 2007.

Les coûts associés au temps supplémentaire augmentent de 6,0 % entre 2006 et 2007, passant de 44,8 M\$ à 47,5 M\$. Le Distributeur mentionne que ce budget a été établi sur la base d'un niveau normal et récurrent de temps supplémentaire, caractérisé entre autres par la croissance planifiée de 1,1 % du nombre d'abonnements sur la même période⁴¹.

Les primes et revenus divers passent de 36,1 M\$ en 2006 à 37,6 M\$ en 2007. Cette hausse de 4,2 % provient principalement de l'augmentation du budget des autres primes (primes d'éloignement, primes de quart de travail, primes de travail dangereux, etc.).

Le Distributeur ajoute que, conformément à la décision D-2005-34⁴², il a convenu avec le syndicat des spécialistes de modifier les paramètres du régime d'intéressement pour qu'ils aient un lien plus direct avec les objectifs d'affaires propres au Distributeur⁴³. Le Distributeur proposera les mêmes modifications aux autres syndicats lors des négociations collectives prévues en 2009 et 2010.

⁴¹ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 20, tableau 7.

⁴² Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 73.

⁴³ Ce changement de paramètre n'affecte pas les charges et le revenus requis, car les hypothèses sous-jacentes aux montants projetés (degré d'atteinte multiplié par les pourcentages de bonis) sont les mêmes.

Pour leur part, les avantages sociaux croissent de 17,7 %, passant de 167,5 M\$ à 197,2 M\$. Or, près de la totalité de cette évolution provient d'une hausse de 33,2 % du coût de retraite, qui atteint désormais près de 100 M\$. Le Distributeur souligne qu'il n'a aucun contrôle sur la prévision de ce coût.

Autres charges directes

Entre 2006 et 2007, les autres charges directes, qui incluent les postes « Services externes », « Ressources financières », « Stocks, achats de biens, location et autres », « Dépenses de personnel et indemnités » ainsi que « Récupération de mauvaises créances », passent de 325,5 M\$ à 365,2 M\$, ce qui équivaut à un taux de croissance de 12,2 %.

Cette hausse de budget provient, entre autres, de la réalisation du programme d'automatisation du réseau (2,5 M\$), de la mise sur pied d'une campagne de prévention grand public sur l'électricité (1,2 M\$), de l'alimentation des clients de la ville de Schefferville (4,8 M\$), de la sécurisation des installations (2,5 M\$), des achats de carburant et d'essence pour la flotte de véhicules (4,3 M\$), des activités d'émondage (10,0 M\$) et de l'augmentation des provisions pour aléas d'exploitation (12,0 M\$).

Pour justifier la hausse des provisions pour aléas d'exploitation, qui passent de 5,6 M\$ en 2006 à 17,6 M\$ en 2007, le Distributeur souligne que des événements uniques, comme une panne locale ou régionale importante ou la faillite d'un client Grandes entreprises (GE), constituent des phénomènes récurrents, quoique imprévisibles, qui affectent ses activités courantes d'exploitation. Il ajoute également que les provisions sont limitées par un seuil équivalant à 1,5 % des charges d'exploitation. Pour illustrer l'utilisation de cette provision, le Distributeur cite les événements climatiques exceptionnels qui ont eu lieu durant l'été 2006.

La Régie s'interroge cependant sur l'à-propos d'établir de telles provisions sur la base d'événements exceptionnels. De plus, le seuil de 1,5 % des charges d'exploitation utilisé pour limiter le montant des provisions relève davantage d'une approche empirique que d'une évaluation systématique.

Charges de services partagés

Les charges de services partagés passent de 377,0 M\$ en 2006 (selon la décision D-2006-34), à 391,0 M\$ en 2007, soit une hausse de 3,7 %. Selon le Distributeur, cette hausse est principalement attribuable à l'accroissement des coûts de retraite assumés par les différents fournisseurs internes, dont le CSP, le Groupe Technologie et les Unités corporatives⁴⁴.

Les charges imputables au CSP passent de 252,5 M\$ en 2006, à 257,1 M\$ en 2007, soit une hausse de 1,8 %⁴⁵. Cette hausse provient, entre autres, des travaux au bâtiment situé au 201, rue Jarry et de la centralisation des activités du Distributeur. La quote-part du Distributeur dans le chiffre d'affaires du CSP se maintient aux environs de 45 % pour la période 2005-2007.

Les charges attribuables au Groupe Technologie croissent de 5,6 %, passant de 83,6 M\$ en 2006, à 88,3 M\$ en 2007⁴⁶. Outre le coût de retraite, cette hausse est causée par le développement de la réponse vocale interactive/convergence téléphonie informatique (RVI/CTI), l'évolution des infrastructures modems pour releveur de compteur industriel (MV-90) et la mise en place des consoles *Customer Interaction Center* (CIC) dans les centres d'exploitation de la distribution (CED). La quote-part du Distributeur en ce qui a trait à ces charges se maintient autour de 23 % entre 2005 et 2007.

Pour sa part, le budget des Unités corporatives est relativement stable (de 35,6 M\$ à 36,4 M\$) et sa croissance suit le taux d'inflation (2,2 %).

Coûts capitalisés

Les coûts capitalisés sont déduits des charges du Distributeur, 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.

⁴⁴ Le CSP, le Groupe Technologie et les Unités corporatives facturent près de 95 % des charges de services partagés assumées par le Distributeur.

⁴⁵ À la suite à la création du Groupe Technologie, le Distributeur a ajusté les montants de 2006 et 2007 des différents fournisseurs internes. Les montants de 2006 utilisés sont donc ceux présentés dans le dossier tarifaire et non ceux inscrits dans la décision D-2006-34.

⁴⁶ Les activités transférées au Groupe Technologie proviennent du CSP pour les télécoms de service, d'Hydro-Québec TransÉnergie pour les télécoms spécialisées et d'Hydro-Québec Équipement pour les télécoms d'ingénierie, et incluent toutes les activités de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec.

Les coûts capitalisés passent de 333,6 M\$ en 2006 (selon la décision D-2006-34), à 344,1 M\$ en 2007. Cette hausse de 3,1 % provient notamment de la croissance des salaires de base et du coût de retraite, des frais liés à l'utilisation de véhicules, ainsi que des coûts liés aux espaces occupés, aux services de bureautique et au soutien administratif.

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.

De 2006 à 2007, les frais corporatifs passent de 36,9 M\$ à 39,5 M\$, ce qui équivaut à une augmentation de 7,0 %. Cette variation est causée par la hausse du coût de retraite, par un niveau d'activités plus élevé au niveau du poste « Affaires corporatives et secrétariat général » et par l'absence d'un remboursement non récurrent de prime d'assurance.

Le ratio des frais corporatifs du Distributeur sur ceux d'Hydro-Québec dans son ensemble est demeuré aux environs de 32 % sur la période 2005-2007.

Éléments spécifiques de croissance des charges d'exploitation

Le nombre élevé de raccordements depuis 2001, le gel des charges d'exploitation de 2003 à 2006, les nouveaux programmes offerts dans le cadre du PGEÉ et divers projets de modernisation (SIC, automatisation du réseau, etc.) exercent, selon le Distributeur, une pression à la hausse sur les « Coûts de Distribution et de SALC ».

Le Distributeur souligne que certains ajustements structurels de même que des éléments spécifiques et ponctuels, dont le but est d'éviter une détérioration aux niveaux de la qualité de service et de la fiabilité du réseau, viennent accroître cette pression à la hausse en 2007. La Régie présente le tableau suivant qui détaille l'ensemble de ces éléments.

TABLEAU 10
ÉVOLUTION DES ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2006 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2007 (projeté)</i>	<i>Différence 2006-2007</i>	
Coût de retraite (*)	74,7	99,5	24,8	33,2 %
Activités en cours de réalisation	20,0	36,0	16,0	80,0 %
Stabilisation post SIC	12,0	20,0	8,0	66,7 %
Automatisation du réseau	1,0	5,0	4,0	400,0 %
Alimentation des clients de Schefferville	4,0	8,0	4,0	100,0 %
HydroSolution	3,0	3,0	0,0	0,0 %
Performance du réseau	95,0	119,0	24,0	25,3 %
Contrôle de la végétation (**)	42,0	52,0	10,0	23,8 %
Maintenance préventive et corrective	53,0	67,0	14,0	26,4 %
Autres	6,2	19,4	13,2	212,9 %
Campagne de prévention Grand public	0,6	1,8	1,2	200,0 %
Provisions pour aléas d'exploitation	5,6	17,6	12,0	214,3 %
Total	195,9	273,9	78,0	39,8 %

Sources : Pièce B-1-HQD-7, document 3, pages 10 à 21; pièce B-1-HQD-7, document 4, page 6; pièce B-1-HQD-7, document 5, page 3

() Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 42*

*(**) Pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 73 à 75*

Certains de ces éléments spécifiques ont déjà été mentionnés et commentés dans les pages précédentes de la présente décision, notamment le coût de retraite et les provisions pour aléas d'exploitation.

Le Distributeur souligne que l'augmentation demandée de près de 25 % du budget alloué au contrôle de la végétation doit servir, d'une part, à maintenir et stabiliser l'« IC – végétation normalisé » et, d'autre part, à couvrir les coûts additionnels liés aux frais demandés par les entrepreneurs externes, à de nouvelles exigences de sécurité des travailleurs qui réduiraient de 15 % la productivité et à couvrir l'ensemble du réseau qui s'est étendu en moyenne de 0,7 % par année entre 2001 et 2005.

Le Distributeur précise également que la hausse de plus de 25 % du budget des activités de maintenance du réseau est répartie à part égale entre la maintenance corrective (réparation ou remplacement de composants de réseau) et la maintenance préventive (effectuer des inspections sur le réseau), le tout dans le but de stabiliser l'« IC – défauts matériels » (réseau aérien).

Le Distributeur affirme qu'il éprouve certaines difficultés à stabiliser ces différents IC. Il considère légitime dans ce contexte de demander des hausses de budgets des activités de contrôle de la végétation et de maintenance du réseau.

D'autre part, le Distributeur précise que la fiabilité du réseau n'est pas menacée à court terme⁴⁷. La Régie note aussi que le balisage externe du processus « Distribution » fait état d'une performance satisfaisante quant à la continuité de service, puisqu'elle se maintient sur la médiane au niveau de la note globale⁴⁸.

L'**AIEQ** appuie la demande du Distributeur, mais elle recommande à la Régie d'approuver des budgets en maintenance corrective et préventive supérieurs à ceux demandés.

La Régie constate que l'« IC – défauts matériels » est relativement stable depuis 2002 et que les coûts des pannes inclus dans les charges, qui comprennent d'ailleurs l'ensemble des montants consacrés aux pannes, dont ceux spécifiques aux défauts matériels, sont, eux aussi, relativement constants sur la même période. La Régie prend également note que « *la corrélation entre le nombre recensé de composants non conformes et l'évolution de la continuité de service [est] difficile à démontrer* »⁴⁹.

Perspective globale

La Régie est d'avis que l'augmentation de 9,0 % des charges d'exploitation est très élevée et qu'il incombe au Distributeur de trouver les moyens de les réduire sans compromettre la qualité du service et la fiabilité du réseau.

En effet, bien que la Régie reconnaisse que certaines charges soient ponctuelles et hors du contrôle du Distributeur, d'autres charges, comme la masse salariale et la maintenance du réseau, sont sous son contrôle. À cet égard, le président du Distributeur mentionne, lors de l'audience du 29 novembre 2006, que :

*« pour assurer cet état de robustesse [du réseau électrique], il apparaît nécessaire d'ajuster méthodiquement, rigoureusement et graduellement l'envergure des moyens à mettre en œuvre, le tout dans un souci de minimisation des coûts ».*⁵⁰ (nous soulignons)

⁴⁷ Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 13.

⁴⁸ Section 3.1.2 de la présente décision.

⁴⁹ Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 18.

⁵⁰ A-20-1-NS du 29 novembre 2006, pages 32 et 33.

Considérant que le Distributeur affirme que les augmentations des charges relatives à l'émondage et à la maintenance de son réseau sont cycliques, la Régie est d'avis qu'une planification de l'augmentation des charges sur plusieurs années et une augmentation de la productivité permettront de maintenir les charges d'exploitation à un niveau raisonnable, afin qu'elles se rapprochent du taux d'inflation comme s'y était engagé le Distributeur.

En conséquence, la Régie limite, aux fins d'établissement du revenu requis pour l'année tarifaire 2007, à 6,5 % l'augmentation globale des charges d'exploitation soit, une réduction d'environ 28 M\$.

Dans le même ordre d'idée et de façon plus générale, il est important de revenir aux attentes de la Régie exprimées dans sa décision D-2006-34. La Régie demandait au Distributeur de produire un plan intégré d'amélioration de l'efficacité qui devait comporter des mesures précises ainsi qu'un échéancier mutiannuel d'implantation. La Régie est toujours en attente de ce plan.

La Régie est d'avis que, sans un tel plan, le Distributeur ne pourra s'assurer que tous les efforts requis pour optimiser les coûts de prestation de service sont déployés.

Dans le contexte de l'évolution des charges d'exploitation et à la lumière des données des exercices de balisage, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un plan intégré d'amélioration de l'efficacité comportant au moins les données suivantes : le mandat du comité d'efficacité, les stratégies envisagées, les cibles et les objectifs à atteindre ainsi qu'un échéancier multiannuel d'implantation.

4.5.2 Autres charges

Les autres charges, incluant les postes « Achats de combustible », « Amortissement et déclassement » ainsi que « Taxes », passent de 718,7 M\$ en 2006 (selon la décision D-2006-34) à 770,6 M\$ en 2007, soit une hausse de 7,2 %.

TABLEAU 11
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>Différence 2006-2007</i>	
	<i>(réel)</i>	<i>(D-2006-34)</i>	<i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>(projeté)</i>	<i>(D-2006-34)</i>	
Achats de combustible	55,3	58,1	66,0	69,1	11,0	18,9 %
Amortissement et déclassement	489,0	561,2	557,5	603,3	42,1	7,5 %
Taxes	104,6	99,4	96,4	98,2	(1,2)	(1,2 %)
Total	648,9	718,7	719,9	770,6	51,9	7,2 %

Sources : Pièce B-1-HQD-7, document 9, page 3; décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 47

D'une part, la croissance des autres charges provient de l'augmentation des achats de combustible pour les réseaux autonomes, de même que de la hausse des prix des combustibles sur les marchés.

D'autre part, elle est en grande partie causée par l'augmentation de la charge d'amortissement, qui découle des deux éléments suivants :

- une hausse de 33,4 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels, dont le projet SIC;
- l'amortissement des frais reportés du PGEÉ de 11,5 M\$ et du tarif BT de 16,1 M\$, qui résulte de décisions antérieures de la Régie.

La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les autres charges telles que présentées, sous réserve de l'ajustement prévu à la section 4.7.

4.5.3 Coût du capital

Contexte

Dans la décision D-2003-93⁵¹, la Régie reconnaissait au Distributeur une structure de capital présumée composée de 35 % d'avoir propre et de 65 % de dette. Elle statuait également sur un taux de rendement sur l'avoir propre composé d'un taux de rendement sans risque, mis à jour chaque année à partir des données du *Consensus Forecasts*, et d'une prime de risque fixée à 3,405 %.

⁵¹ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, phase 1, 21 mai 2003, page 51.

Dans les dossiers tarifaires R-3541-2004 et R-3549-2004, le Distributeur et le Transporteur ont mentionné leur intention de revoir avec la Régie les divers éléments de détermination du rendement sur l'avoir propre et de la structure présumée du capital à la faveur d'un dossier générique conjoint. Jusqu'à ce que cet examen soit fait, le Distributeur propose d'utiliser, dans le cadre de ses demandes tarifaires, les paramètres financiers conformes aux décisions antérieures de la Régie.

Le Distributeur propose de reconduire ces paramètres financiers qu'il estime conformes à la décision D-2003-93.

Taux de rendement sur l'avoir propre

À la suite de la mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2006, le rendement sur l'avoir propre s'établit à 7,57 %, en baisse par rapport à 8,14 % lors du dépôt du dossier⁵².

Dans le cadre du présent dossier, l'examen de la Régie se limite à la mise à jour du taux sans risque. **Compte tenu de ce qui précède, la Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,57 %.**

Coût de la dette

Le Distributeur propose de continuer à utiliser le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec comme estimateur du coût de la dette du Distributeur. Il considère que cette approche est nettement à l'avantage des clients.

L'estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur correspond donc au coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, auquel sont apportés certains ajustements réglementaires définis dans la décision D-2004-47⁵³. Tout changement comptable qui a une incidence sur le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec affecte l'estimateur du coût de la dette du Distributeur. Celui-ci doit, en preuve, expliquer et mesurer les impacts de ces changements.

Tel que mentionné dans la section 4.1, Hydro-Québec a effectué, en 2005, une revue de la présentation comptable des effets des instruments de couverture aux résultats. À la suite de cette revue, dès 2006, les gains et pertes de change associés aux instruments en couverture des ventes en dollars américains ne font plus partie des frais financiers. Ils sont présentés en

⁵² Pièce B-66-HQD-10, document 4, page 4.

⁵³ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, phase 2, 26 février 2004, pages 88 à 100.

compensation des produits. Ce faisant, le coût de la dette est en grande partie immunisé contre les effets du risque de change.

Le Distributeur projette, pour l'année témoin 2007, un coût de la dette de 7,90 % incluant un reclassement des gains et pertes de change associés aux dettes et swaps en couverture des ventes. L'impact de ce reclassement est le transfert d'un gain de change de l'ordre de 130 M\$ pour 2006 et de 200 M\$ pour 2007 dans le calcul du coût de la dette. Le reclassement a pour effet d'augmenter de 59 points de base le coût de la dette aux fins réglementaires pour l'année 2007, ce qui correspond à 36 M\$⁵⁴. Le taux passe ainsi de 7,31 % à 7,90 %.

L'ACEF de Québec mentionne que le Distributeur est en conflit d'intérêts lorsqu'il défend la stratégie de l'entité corporative concernant le reclassement des gains de change. Selon l'intervenante, il s'agit d'un changement de présentation comptable. De plus, il n'y a pas que les effets de taux de change à considérer dans le concept de dette présumée que cherche à introduire le Distributeur. Selon elle, la Régie a la discrétion d'utiliser des concepts de dette différents de ceux utilisés par Hydro-Québec corporatif pour le Distributeur et le Transporteur. Elle propose de conserver inchangé le taux de la dette intégrée tant que le sujet ne sera pas débattu dans un dossier générique⁵⁵.

La Régie, sur la base de la preuve au dossier, accepte la proposition de reclassement des gains de change en couverture des ventes en dollars américains, ce qui a pour résultat d'immuniser en grande partie le coût de la dette réglementée des effets du risque de change. La Régie note que ce changement prive l'entité réglementée du bénéfice des gains de change prévus pour 2007. Cependant, selon la preuve, le coût de la dette américaine obtenue après le reclassement des gains de change demeure inférieur au coût d'une dette canadienne équivalente⁵⁶. En conséquence, la Régie rejette la demande de l'ACEF de Québec.

Comme indiqué dans la section 4.1, le Distributeur annonce des changements dans les normes comptables depuis le 1^{er} janvier 2007, notamment celle concernant les intérêts sur les dettes dans les relations des couvertures de ventes. Il souligne qu'il n'est pas en mesure d'en chiffrer les impacts avant la mise en place des outils informatiques associés à leur implantation. Cependant, il indique que l'impact devrait être marginal. Le Distributeur présente donc, pour l'année 2007, un coût de la dette sans appliquer ces nouvelles normes comptables.

⁵⁴ Pièce B-15-HQD-16, document 7, page 41.

⁵⁵ Pièce C-1-7-ACEF de Québec, synthèse de mémoire, pages 13 à 16.

⁵⁶ Pièce B-1-HQD-10, document 1, page 15.

Le Distributeur reconnaît cependant que l'application de ces nouvelles normes exigera une modification à la définition du coût de la dette réglementaire de manière à toujours bien en traduire la définition.

Le Distributeur ne peut préciser la définition ainsi modifiée du coût de la dette avant de s'être doté des nouveaux outils informatiques nécessaires à la comptabilisation des produits dérivés en vertu des nouvelles normes. Toutes les modifications découlant des nouvelles normes sur l'année 2007 et suivantes seront alors identifiées dans la prochaine demande tarifaire du Distributeur.

La Régie accepte la proposition du Distributeur. Selon la preuve, le coût de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2007 est de 7,90 %⁵⁷.

La Régie prend acte de l'introduction des nouvelles normes comptables depuis janvier 2007, et du fait qu'elles n'ont pas été appliquées dans le calcul du coût de la dette pour l'année témoin projetée 2007. L'application de ces nouvelles normes devrait produire des impacts marginaux sur le coût de la dette.

Taux de rendement sur la base de tarification

Le Distributeur demande un taux de rendement sur la base de tarification de 7,79 %. Ce taux correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,57 % et d'un coût de la dette de 7,90 %.

Compte tenu de ce qui précède, la Régie autorise un taux de rendement de 7,79 % 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 7,57 %, le taux moyen du coût du capital prospectif diminue à 6,46 %⁵⁸ par rapport à 6,65 % lors du dépôt du dossier initial.

⁵⁷ Pièce B-1-HQD-10, document 1, page 28.

⁵⁸ Pièce B-66-HQD-10, document 4, page 6.

La Régie autorise pour l'année témoin 2007 le taux moyen du coût du capital prospectif de 6,46 %.

4.6 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, croissent de 6,0 % entre 2006 (selon la décision D-2006-34) et 2007, passant de 144,5 M\$ à 153,2 M\$.

**TABLEAU 12
REVENUS AUTRES**

<i>(en M\$)</i>	<i>2005 (réel)</i>	<i>2006 (D-2006-34)</i>	<i>2006 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2007 (projeté)</i>	<i>Différence 2006-2007 (D-2006-34)</i>	
Facturation externe émise	59,0	54,9	61,3	61,3	6,4	11,7 %
Facturation interne émise	54,5	52,9	56,6	55,0	2,1	4,0 %
Récupération des coûts	43,4	33,1	33,0	33,7	0,6	1,8 %
Crédit d'intérêts liés au remboursement gouvernemental	3,9	3,6	3,6	3,2	(0,4)	(11,1 %)
Total	160,8	144,5	154,5	153,2	8,7	6,0 %

Sources : Pièce B-1-HQD-5, document 1, page 3; décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 49

La nature et le niveau des frais d'administration, de gestion, d'ouverture de dossiers et de branchement, qui composent la facturation externe émise, ont été établis et préalablement approuvés par la Régie, notamment dans le cadre du dossier tarifaire 2005-2006 (R-3541-2004).

Les revenus de récupération des coûts incluent les réclamations aux tiers et autres, où un montant de 15,2 M\$ est prévu en 2007 pour des travaux divers et non récurrents facturés par le Distributeur à des tiers et à une filiale.

La Régie reconnaît les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité, tels que présentés par le Distributeur.

4.7 BASE DE TARIFICATION

Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2007 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.

En 2007, la base de tarification se chiffre, selon la moyenne des 13 soldes, à 9 445,8 M\$, en augmentation de 998,8 M\$ depuis 2005, tel qu'illustré au tableau suivant.

TABLEAU 13
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2005</i> <i>(réel)</i>	<i>2006</i> <i>(D-2006-46)</i>	<i>2006</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2007</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2005-2007</i>	
Immobilisations						
Immobilisations en exploitation	7 607 001	7 886 765	7 680 728	7 881 300	274 299	3,6 %
Actifs incorporels en exploitation	97 554	117 577	83 821	376 147	278 593	285,6 %
Total	7 704 555	8 004 342	7 764 549	8 257 447	552 892	7,2 %
Frais reportés						
Programmes commerciaux	10 167	6 545	6 171	4 083	(6 084)	(59,8 %)
Plan global en efficacité énergétique	51 730	153 458	129 611	268 952	217 222	419,9 %
Frais reportés du tarif BT	0	125 865	151 628	159 820	159 820	
Actif au titre des prestations constituées	277 583	340 007	353 356	371 503	93 920	33,8 %
Mesures de réduction de l'effectif	110	0	0	0	(110)	
Total	339 590	625 875	640 766	804 358	464 768	136,9 %
Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels	146 956	0	140 345	110 622	(36 334)	(24,7 %)
Remboursement gouvernemental	55 730	50 918	50 918	45 757	(9 973)	(17,9 %)
Avantages complémentaires de retraite	(156 231)	(178 503)	(175 771)	(200 010)	(43 779)	28,0 %
Fonds de roulement						
Encaisse	256 380	318 416	317 935	327 622	71 242	27,8 %
Matériaux, combustibles et fournitures	99 988	98 077	104 818	100 002	14	0,0 %
Total	356 368	416 493	422 753	427 624	71 256	20,0 %
Total	8 446 968	8 919 125	8 843 560	9 445 798	998 830	11,8 %

Sources : Pièce B-1- HQD-8, document 1, pages 3, 4 et 5; décision D-2006-46, dossier R-3579-2005, 20 mars 2006, page 4

Les faits marquants expliquant l'évolution de la base de tarification, sur la période 2005-2007, sont les suivants :

- mise en exploitation des dépenses admissibles au compte de frais reportés du PGEÉ;

- intégration en 2006 du compte de frais reportés du tarif BT;
- mise en exploitation en janvier 2007 du projet SIC.

Projet SIC

Lors du dépôt du présent dossier, en août 2006, le Distributeur fait état de la mise en exploitation du projet SIC au montant de 332,7 M\$ qui est intégré dans la base de tarification en janvier 2007.

Cependant, en octobre 2006, le Distributeur informe la Régie qu'à la lumière de l'expérience vécue pour la livraison 2 (L2)⁵⁹, il connaît des difficultés à intégrer la solution technique dans la gestion courante de ses activités. Après l'examen de quelques options, le Distributeur prend la décision d'étaler sur deux ans l'implantation de la livraison 3 (L3)⁶⁰ et indique que cette solution vise principalement à minimiser les impacts sur la clientèle. Ainsi, le Distributeur apportera quelques améliorations à la solution afin de procéder à l'implantation de la L3 pour les clientèles d'affaires et commerciale en janvier 2007, et pour la clientèle résidentielle en janvier 2008.

Ce report aurait un impact à la baisse de l'ordre de 293 M\$ (moyenne des 13 soldes) sur la base de tarification 2007 et de 48,9 M\$⁶¹ sur le revenu requis 2007. Questionné en audience à ce propos, le Distributeur affirme être en désaccord avec la mise à jour du dossier tarifaire sur ce poste, puisque ces informations n'étaient pas connues au moment du dépôt du dossier. De plus, il est d'avis qu'il faut tenir compte du principe de cohérence pour l'ensemble des données du dossier tarifaire, qui sont établies sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés.

Bien que la Régie appuie le principe de cohérence de l'ensemble des données du dossier tarifaire établi sur quatre mois réels et huit mois projetés, elle est davantage préoccupée par l'imputation des coûts aux bonnes générations de clients. À l'instar de l'**ACEF de Québec**, la Régie considère qu'il n'est pas justifié de faire supporter par les consommateurs la rémunération d'un actif important qui n'est pas mis en exploitation. **Compte tenu de l'importance du montant, la Régie demande d'exclure les montants relatifs à la L3 du**

⁵⁹ La L2 est implantée auprès des clientèles d'affaires et commerciale.

⁶⁰ La L3 est implantée principalement auprès de la clientèle résidentielle.

⁶¹ Pièce B-32-HQD-16, document 1, annexe 1.A, page 5.

projet SIC de la base de tarification 2007 au montant estimé de 293 M\$ et du revenu requis au montant de 48,9 M\$ de l'année témoin 2007.

Par ailleurs, l'implantation de la L3 sur deux ans entraîne une hausse de 99 M\$ sur le coût total du projet, qui passe ainsi de 370 M\$ à 469 M\$⁶². Cette augmentation est attribuable à des dépenses de nature capitalisable de 60 M\$, des charges additionnelles de 10 M\$ et des coûts de financement capitalisés de 29 M\$. **La Régie demande au Distributeur de fournir, lors du prochain dossier tarifaire, le détail du coût total de la L3, du projet SIC et les explications des écarts par rapport aux coûts autorisés dans la décision D-2002-280.**

Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels

Le Distributeur apporte une modification de la présentation de la rubrique de la base de tarification intitulée « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels ». Cette reclassification se chiffre en 2007 à 110,6 M\$, selon la moyenne des 13 soldes.

Le Distributeur soumet que, selon la convention comptable applicable à cette rubrique, lors de la cession d'immobilisations, le coût de ces dernières et celui de leur démantèlement, déduction faite de l'amortissement cumulé et de la valeur de récupération, sont imputés à un compte distinct et amortis sur une période maximale de 10 ans, selon la méthode à intérêts composés au taux de 3 %. Toutefois, lorsque ces immobilisations sont remplacées, le coût de démantèlement, diminué de la valeur de récupération, est ajouté au coût des nouvelles immobilisations et amorti selon la méthode et la période applicables au nouvel actif.

Cette convention comptable a été autorisée par la Régie dans sa décision D-2003-93. Le Régie se questionne cependant sur l'à-propos de maintenir la période d'amortissement maximale de 10 ans. En effet, les actifs qu'on amortit ainsi ne sont plus utiles à la distribution de l'électricité, mais continuent néanmoins à être rémunérés au taux moyen du coût du capital.

Tout en reconnaissant qu'une telle modification viserait l'ensemble des activités réglementées d'Hydro-Québec, la Régie demande au Distributeur de soumettre, dans

⁶² Pièce B-32-HQD-16, document 1, annexe 1.A, page 5.

le cadre du prochain dossier tarifaire, une proposition sur la possibilité de raccourcir la période d'amortissement maximale des actifs classés sous la rubrique « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels » et d'indiquer les impacts sur le revenu requis du Distributeur, le cas échéant.

Mises en exploitation

Le Distributeur présente un tableau des mises en exploitation des immobilisations, actifs incorporels et frais reportés. La preuve présentée ne permet pas à la Régie de s'assurer d'un suivi rigoureux des investissements autorisés, notamment pour les investissements inférieurs à 10 M\$ (en bloc). À cet effet, la présentation par année d'autorisation des investissements autorisés, des travaux en cours et des mises en exploitation incluses dans la base de tarification serait requise.

En audience, la Régie fait part au Distributeur de sa préoccupation à ce sujet. Ce dernier s'est montré disposé à présenter cette information de manière à améliorer le suivi des investissements⁶³.

La Régie demande donc au Distributeur de fournir, lors du prochain dossier tarifaire, une analyse faisant plus précisément l'adéquation entre les montants autorisés des investissements et les mises en exploitation incluses dans la base de tarification, notamment pour les investissements inférieurs à 10 M\$ (en bloc).

Compte de frais reportés de transport

La Régie demande au Distributeur d'intégrer le compte de frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006, pour un montant de 340,0 M\$ plus le coût de financement de 15,4 M\$, à la base de tarification 2007. Elle demande également d'amortir un montant de 70 M\$ dès 2007 (section 2.2).

La Régie approuve le solde de la base de tarification 2007, sous réserve des modifications relatives à la L3 du projet SIC et au compte de frais reportés de transport. Elle demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification et de la déposer à la Régie au plus tard le 6 mars 2007, à 12 h.

⁶³ Pièce A-20-3-NS du 1^{er} décembre 2006, pages 302 et 303.

4.8 REVENU REQUIS

Le Distributeur présente un revenu requis de 10 196,0 M\$, détaillé ci-dessous et expliqué aux sections précédentes.

**TABLEAU 14
REVENU REQUIS**

<i>(en M\$)</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>Différence 2006-2007</i>	
	<i>(réel)</i>	<i>(D-2006-46)</i>	<i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>(projeté)</i>	<i>(D-2006-46)</i>	
Achats d'électricité	4 705,5	5 193,7	5 129,6	4 971,1	(222,6)	(4,3 %)
Service de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 483,0	170,0	7,3 %
Distribution						
Charges brutes directes	1 000,9	1 053,4	1 086,9	1 149,4	96,0	9,1 %
Charges de services partagés	374,3	377,0	380,2	391,0	14,0	3,7 %
Coûts capitalisés	(322,8)	(333,6)	(341,7)	(344,1)	(10,5)	3,1 %
Frais corporatifs	34,1	36,9	37,2	39,5	2,6	7,0 %
Charges d'exploitation	1 086,5	1 133,7	1 162,6	1 235,8	102,1	9,0 %
Achats de combustible	55,3	58,1	66,0	69,1	11,0	18,9 %
Amortissement et déclassement	489,0	561,2	557,5	603,3	42,1	7,5 %
Taxes	104,6	99,4	96,4	98,2	(1,2)	(1,2 %)
Autres charges	648,9	718,7	719,9	770,6	51,9	7,2 %
Rendement sur la base de tarification	635,0	691,3	699,6	735,5	44,2	6,4 %
Total Distribution	2 370,4	2 543,7	2 582,1	2 741,9	198,2	7,8 %
Total	9 388,9	10 050,4	10 024,7	10 196,0	145,6	1,4 %

Sources : Pièce B-68-HQD-6, document 1, page 3, révision du 30 janvier 2007; décision D-2006-46, dossier R-3579-2005, 20 mars 2006, page 4

Le revenu requis pour l'année témoin 2007 est en hausse de 145,6 M\$ par rapport au coût autorisé par la Régie pour l'année 2006. Cette hausse est attribuable à la facture de transport pour un montant de 170,0 M\$ et à l'augmentation des coûts de « Distribution » pour un montant de 198,2 M\$, compensée en partie par la réduction de 222,6 M\$ du coût des achats d'électricité.

Tenant compte des modifications apportées au revenu requis dans les sections précédentes, la Régie autorise le Distributeur à soumettre des tarifs lui permettant de percevoir un revenu requis estimé à 10 143 M\$ pour l'année témoin 2007.

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 demande donc au Distributeur de déposer le détail du calcul du revenu requis ainsi ajusté, au plus tard le 6 mars 2007, à 12 h.

**TABLEAU 15
ESTIMÉ DU REVENU REQUIS 2007**

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Compte de pass-on		(69)	
Compte de frais reportés de transport			
Service de transport		70	
Rendement sur la base de tarification		23	
Total		93	
Charges d'exploitation		(28)	
Projet SIC			
Charges d'exploitation		5	
Amortissement		(31)	
Rendement sur la base de tarification		(23)	
Total		(49)	
Revenu requis	10 196	(53)	10 143

Source : Pièce B-68-HQD-6, document 1 page 3, révision du 30 janvier 2007

5. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

Cadre général

Le Distributeur présente l'étude de répartition de son coût de service par catégorie de consommateurs pour l'année témoin 2007. Cette répartition est réalisée conformément aux méthodes approuvées par la Régie dans la décision D-2006-34, qui s'appuie sur l'ensemble des décisions relatives aux méthodes de répartition des dossiers tarifaires précédents.

En réponse aux demandes de la Régie⁶⁴, le Distributeur traite des méthodes de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale, du compte de *pass-on* et des coûts de transport.

⁶⁴ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, pages 58 à 70.

Par ailleurs, le Distributeur présente d'autres modifications mineures à la méthode de répartition. Ces modifications concernent le tarif BT, le PGEÉ relatif aux réseaux autonomes et les « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels ».

La Régie considère que les sujets traités par le Distributeur correspondent aux attentes exprimées dans la décision D-2006-34.

5.1 MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES

Le Distributeur propose des modifications mineures qui sont essentiellement d'ordre technique, tributaires de décisions et de choix qui se répercutent sur les méthodes de répartition et qu'il détermine approprié d'intégrer.

5.1.1 Tarif BT

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur modifie la méthode de répartition du compte de frais reportés et de l'amortissement du tarif BT en maintenant une ligne distincte pour le tarif BT et en indiquant les montants relatifs au compte de frais reportés et à l'amortissement du tarif BT.

5.1.2 PGEÉ des réseaux autonomes

Des programmes spécifiques sont offerts à la clientèle des réseaux autonomes. Mais, dans le dossier R-3579-2005, aucun montant relatif au PGEÉ ne leur était attribué. Le Distributeur propose donc d'attribuer une part des montants de frais reportés et d'amortissement du PGEÉ aux catégories de consommateurs des réseaux autonomes et de répartir ces montants selon les coûts de production de ces réseaux. Pour l'année 2007, le montant estimé serait de 0,4 M\$.

5.1.3 Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels

En ce qui a trait à la base de tarification, les « Coûts nets liés des immobilisations corporelles et des actifs incorporels » sont maintenant retirés de la rubrique « Actifs de soutien des immobilisations » et sont comptabilisés dans une rubrique distincte lorsque ces actifs sont retirés de l'exploitation à la suite d'un démantèlement, d'une destruction, d'un vol, d'une perte, d'une vente ou de toute autre activité de corroboration d'actifs.

Quant aux fonctions « Distribution » et « Réseaux autonomes », les montants qui leur sont associés sont répartis selon les immobilisations nettes, excluant les actifs de soutien et les actifs incorporels. Le Distributeur propose que ces montants soient plutôt répartis selon les immobilisations nettes et les actifs incorporels.

Au niveau du coût de prestation, la même règle s'appliquerait à l'amortissement des actifs associés à la fonction « Distribution ».

La Régie juge ces propositions raisonnables et conformes aux principes réglementaires et à sa décision relative au tarif BT. La Régie accepte donc les modifications proposées par le Distributeur. La Régie demande au Distributeur de continuer de privilégier, autant que faire se peut, l'allocation directe des coûts et de modifier, le cas échéant, ses méthodes à mesure que les données de base deviennent disponibles.

5.2 FOURNITURE POSTPATRIMONIALE

Historique

Dans la décision D-2006-34, la Régie mentionnait :

« La Régie considère qu'une méthode horaire adaptée pour tenir compte du décret 759-2005 satisfait en principe aux exigences énoncées dans sa décision D-2005-34. Cette méthode reflète les stratégies d'approvisionnement du Distributeur. Elle permet aussi de faire un appariement entre les différents produits du plan d'approvisionnement et les caractéristiques de consommation de chacune des catégories de consommateurs, et ce, sur une base horaire.

[...]

[...] divers enjeux reliés à l'application de la méthode horaire et à ses résultats ont été abordés par les experts au dossier sans toutefois que ces positions aient été appuyées d'une analyse élaborée. La Régie ne veut donc pas statuer de façon définitive sur une question de cette importance avant d'avoir poussé plus à fond l'examen de ces enjeux. »

Dans cette décision, la Régie demandait au Distributeur de répartir les coûts de l'électricité postpatrimoniale selon deux approches : la méthode basée sur le facteur d'utilisation (méthode du FU) et la méthode basée sur un traitement horaire (méthode horaire). La Régie demandait d'examiner, en comité technique, quatre enjeux spécifiques reliés à la méthode horaire :

- l'établissement des profils de consommation postpatrimoniale et leur évolution;

- l'établissement des coûts horaires à partir des caractéristiques des contrats résultant d'appels d'offres;
- le reflet de la causalité des coûts;
- le traitement des contraintes reliées à la confidentialité des données tirées des contrats.

Le Distributeur fournit, dans le présent dossier, la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale selon les deux approches et traite des quatre enjeux soulevés par la Régie.

5.2.1 Établissement des profils de consommation postpatrimoniale et leur évolution

Selon la méthode du FU, le profil de l'électricité patrimoniale et celui de l'électricité postpatrimoniale sont identiques au profil total des approvisionnements du Distributeur.

La méthode horaire génère deux profils de consommation différents. Le profil patrimonial est établi proportionnellement à la courbe totale, puis ajusté à la courbe du décret 1277-2001. Pour sa part, le profil postpatrimonial est établi par différence entre la courbe totale et le profil patrimonial.

Selon le Distributeur, le traitement horaire produit des profils postpatrimoniaux inusités pour toutes les catégories de consommateurs. Cet avis est partagé par AQCIE/CIFQ. Selon le Distributeur, ce phénomène n'est pas lié à des caractéristiques de consommation changeantes, mais plutôt à des mises en service en 2007 et à l'effet miroir de la courbe du décret, soit des pointes au milieu de l'été qui sont, en réalité, jumelées à des creux patrimoniaux. Ces pointes d'été ne constituent pas des pointes pour le Distributeur, puisque la pointe du réseau a lieu en hiver. Le Distributeur mentionne que ce genre de particularité produira assurément une instabilité non souhaitable des résultats.

Le Distributeur mentionne que le profil des besoins globaux ne devrait pas être significativement différent, dans les prochaines années, de ce qui peut être observé aujourd'hui. Selon le Distributeur, cette stabilité des profils de consommation ne peut justifier un traitement différent pour l'électricité postpatrimoniale.

AQCIE/CIFQ est d'avis que le profil postpatrimonial de chacune des catégories tarifaires obtenu à l'aide de la méthode horaire provient de l'application d'un algorithme arbitraire donnant des résultats illogiques à court terme. Elle considère que ce résultat perdurera tant que la proportion d'électricité postpatrimoniale sera faible en comparaison avec la consommation totale.

L'ACEF de Québec considère que le respect du décret 1277-2001 est une exigence autant pour la gestion des approvisionnements que pour la répartition des coûts. Elle considère que la méthode du FU ne respecte pas intégralement ledit décret. Pour l'intervenante, le profil de consommation postpatrimonial doit résulter du différentiel entre la courbe totale du Distributeur et la courbe du décret 1277-2001.

OC considère que le profil postpatrimonial obtenu à l'aide de la méthode horaire diffère du profil global du Distributeur en raison de la courbe particulière du décret 1277-2001. Ce résultat ne vient pas invalider la méthode horaire. Dans la mesure où c'est ce profil postpatrimonial inusité que le Distributeur doit approvisionner, la méthode de répartition doit refléter ces caractéristiques, ce que fait la méthode horaire.

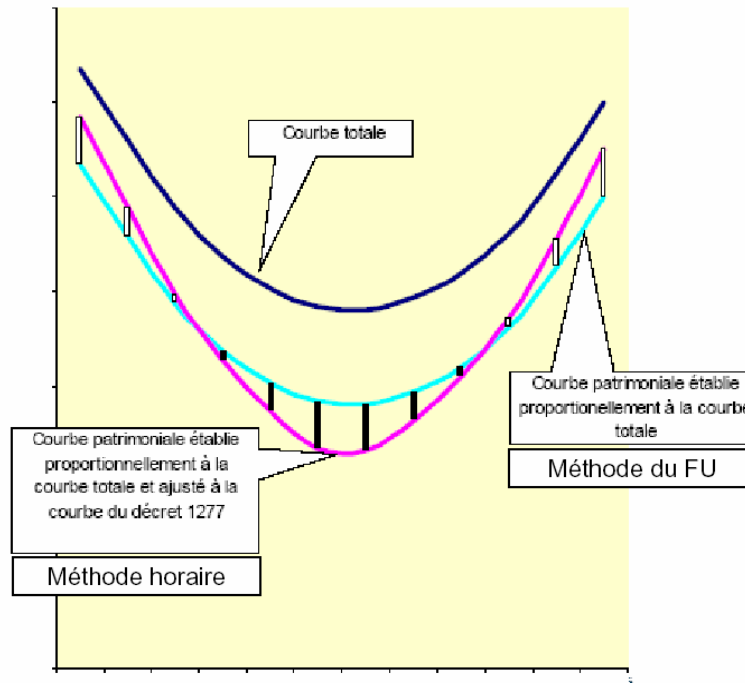
L'UC considère que la méthode de répartition doit faire un appariement entre les approvisionnements et les consommations des clients.

La Régie considère, tout comme l'ACEF de Québec et l'UC, que la méthode de répartition des coûts doit refléter, dans la mesure du possible, le plan d'approvisionnement du Distributeur. La preuve démontre que le Distributeur approvisionne un profil postpatrimonial qui correspond à l'écart entre la consommation totale prévue, moins l'électricité patrimoniale telle que définie au décret 1277-2001. La Régie partage l'avis d'OC voulant que bien que ce profil patrimonial soit différent du profil global du Distributeur, c'est ce profil qui doit être satisfait par des produits postpatrimoniaux et réparti à chacune des catégories de consommateurs.

Dans la mesure où le profil du décret 1277-2001 est légèrement différent de celui du profil global du Distributeur, en utilisant une méthode proportionnelle, la méthode du FU définit un profil patrimonial différent de celui du décret 1277-2001.

Il ressort clairement du graphique présenté en preuve et reproduit à la page suivante que, par rapport au produit patrimonial défini au décret 1277-2001, le profil patrimonial obtenu à l'aide de la méthode du FU sous-estime l'électricité patrimoniale disponible durant les fortes périodes de consommation (en hiver) et la surestime durant les périodes plus faibles de consommation (en été). En conséquence, la Régie constate que la méthode du FU attribue plus d'électricité postpatrimoniale en hiver que requis. Pour sa part, la méthode horaire correspond au plan d'approvisionnement.

GRAPHIQUE 1



Source : Pièce B-1-HQD-11, document 2, page 10

Compte tenu de l'écart de prix important entre l'électricité postpatrimoniale et l'électricité patrimoniale (ratio approximatif de 3 pour 1), la Régie estime que la méthode du FU peut engendrer un biais important au niveau de la répartition des coûts entre les catégories de consommateurs. Elle considère, tout comme l'ACEF de Québec, que le profil patrimonial doit respecter à la fois le décret 1277-2001 et les volumes par catégorie de consommateurs mentionnés au décret 790-2006. La Régie juge que la méthode horaire respecte ces deux décrets alors que la méthode du FU ne permet pas de reproduire le décret 1277-2001.

5.2.2 Coûts horaires à partir des caractéristiques des contrats et causalité des coûts

Problématique soulevée

Selon le Distributeur, l'utilisation de la méthode horaire ne fournit, à toutes fins utiles, aucun signal de coût de puissance. Lorsqu'on l'applique aux contrats d'approvisionnement existants, elle donne à 99 % un coût en énergie. Il explique ce résultat par la structure de prix uniformes des contrats d'approvisionnement de long terme, alors que la structure des prix de marché pourrait donner un signal plus accentué en puissance. Ce point de vue est partagé par FCEI/ASSQ et le GRAME.

Pour évaluer le signal de coût de puissance le plus approprié pour l'électricité postpatrimoniale, le Distributeur a recours aux contrats d'approvisionnement non confidentiels, qui font référence à des coûts fixes pour les contrats de base et cyclable conclus avec le Producteur, qui sont respectivement de 80 \$/kW et de 110 \$/kW.

Le Distributeur présente deux scénarios de répartition des coûts en attribuant ces coûts de puissance à la pointe postpatrimoniale coïncidente de chaque catégorie de consommateurs. Il établit aussi le coût unitaire moyen pour l'énergie de pointe à 12,0 ¢/kWh⁶⁵. La méthode du FU se situe entre les résultats obtenus pour ces deux scénarios. Les résultats de ces simulations se retrouvent au tableau 17. Selon le Distributeur, cette analyse indique que la méthode du FU donne un signal de coût équivalant aux coûts de puissance sur le marché. Il en conclut qu'elle reflète adéquatement le lien de causalité, en plus d'être adaptée au contexte québécois.

En conséquence, le Distributeur maintient sa proposition d'utiliser la méthode du FU. Cette proposition est appuyée par **AQCIE/CIFQ**, le **GRAME**, et l'**UMQ**. Selon le Distributeur, la méthode du FU est la seule qui satisfait à l'ensemble des critères de décision.

AQCIE/CIFQ présente des scénarios de répartition à l'aide de différentes méthodes. Il en conclut que la méthode horaire déplace les coûts reliés à la puissance vers les coûts liés à l'énergie. En conséquence, la méthode horaire surestime les coûts des clients à haut FU et sous-estime les coûts alloués aux clients à faible FU.

L'intervenant propose d'utiliser la méthode du FU jusqu'à ce que le volume d'électricité postpatrimoniale devienne plus important et plus stable. Par la suite, il propose l'utilisation d'une autre méthode laquelle pourrait s'apparenter à la *peaker method*. Cette méthode permet de déterminer le coût de puissance en pointe à l'aide notamment du coût d'une turbine à gaz.

Par ailleurs, l'**ACEF de Québec**, **FCEI/ASSQ**, **OC** et l'**UC** proposent plutôt d'utiliser la méthode horaire, avec ou sans ajustement, pour améliorer le signal de coût de puissance.

L'**ACEF de Québec** préfère une méthode horaire avec allocation fixe du volume patrimonial qui respecte mieux la causalité des coûts. Elle considère, d'une part, que sur la base des contrats négociés sur le marché, le coût de la puissance est de l'ordre de 10 \$/kW. D'autre part, dans la mesure où la complémentarité des consommations des clients permet de

⁶⁵ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 113.

générer un FU élevé et de contracter des contrats de base, il est normal que les coûts en énergie dominant.

Selon FCEI/ASSQ, la méthode du FU comporte trois limites principales. Elle ne permet pas de représenter adéquatement les extrêmes variations des coûts horaires. Les changements des profils de consommation de certains clients peuvent avoir un impact sur les coûts des autres clients dont la consommation reste inchangée, et la formule du FU limite le nombre de fractionnements souhaitables de la clientèle.

Quant à la méthode horaire, FCEI/ASSQ considère que ses limites sont de trois ordres : le caractère fixe des coûts de fourniture, l'absence d'un signal coût de puissance précis et son application dans un contexte de gestion d'approvisionnement sur une base globale.

Dans ce contexte FCEI/ASSQ soumet que la méthode horaire avec correctif pour améliorer le signal de coût de puissance est la meilleure méthode compte tenu que des méthodes alternatives n'ont pas pu être évaluées dans le présent dossier. Il propose que cette méthode soit appliquée sur l'ensemble des coûts de fourniture. Quant à la méthode du FU, l'intervenant considère que sa simplicité et son faible coût d'application ne suffisent pas à compenser ses carences.

Pour sa part, OC considère que le faible signal de coût de puissance produit par la méthode horaire s'explique par la prédominance des contrats de base dans les produits postpatrimoniaux du plan d'approvisionnement. Dans ces circonstances, elle mentionne que la méthode du FU donne un signal de coût de puissance surévalué et par conséquent elle surestime les coûts alloués aux consommateurs résidentiels.

L'intervenante a présenté des scénarios alternatifs basés sur les coûts évités du Distributeur qui incluent un coût de puissance de 10 \$/kW. Puisque les résultats de ces scénarios se rapprochent de ceux de la méthode horaire, elle en conclut que la méthode horaire reflète mieux la causalité des coûts.

Par ailleurs, en ce qui concerne l'utilisation de la turbine à gaz pour évaluer le signal de coût de puissance, OC mentionne que cette hypothèse ne correspond nullement à la réalité québécoise et que le plan d'approvisionnement ne prévoit aucune turbine à gaz dans les années à venir.

L'UC souligne que la méthode du FU fait l'hypothèse que 33,6 % des coûts de l'électricité postpatrimoniaux correspondent au coût de puissance. Ce montant, réparti sur les consommations des 300 heures de pointe, génère un coût unitaire, durant cette période,

de 53 ¢/kwh. L'intervenante souligne que cette hypothèse ne peut refléter les coûts réels d'approvisionnement postpatrimonial, tels les contrats de base avec TCE et HQP et cyclable avec HQP⁶⁶ ni le coût réel de l'interruptible. Pour l'intervenante, la méthode du FU est une méthode estimative sans référence aucune aux coûts des différents contrats d'approvisionnement postpatrimonial.

L'UC considère que la méthode horaire permet de faire un appariement entre les caractéristiques de consommation des clients et le plan d'approvisionnement. Cette méthode repose donc sur les caractéristiques des contrats et non sur des hypothèses. L'UC recommande la méthode horaire sans apporter d'ajustement pour corriger le signal de coût de puissance. Elle mentionne que la méthode horaire traduit naturellement le bon signal de coût de puissance.

Par ailleurs, l'UC soumet que la méthode BIP (base, intermédiaire, pointe) pourrait être utilisée comme deuxième choix dans la mesure où cette méthode permet d'alléger le traitement de la méthode horaire.

Examen du plan d'approvisionnement

La Régie considère que pour évaluer si le signal de prix en puissance transmis par la méthode horaire est adéquat, il y a lieu d'examiner, dans un premier temps, les produits postpatrimoniaux du plan d'approvisionnement du Distributeur.

L'examen du plan démontre que les produits TCE, HQP de base et cyclable constituent des produits de base à FU de près de 100 %. Ils sont donc utilisés pour la quasi-totalité des 8 760 heures de l'année⁶⁷. La somme de ces produits représente près de 90 % des besoins en énergie et 60 % des besoins en puissance. La Régie en conclut que les coûts fixes de 80 \$/kW et de 110 \$/kW inclus aux contrats non confidentiels sont appliqués aux 12 mois de l'année et non seulement aux quatre mois de pointe du Distributeur.

Pour combler la demande de pointe, outre une réserve de 200 MW, le Distributeur fait appel à de l'électricité interruptible ainsi qu'à des achats de court terme sur les marchés voisins et auprès de TCE. Le tableau suivant indique le volume et le coût unitaire des produits de puissance additionnelle prévus au-delà des produits de base.

⁶⁶ Contrats signés avec TransCanada Energy Ltd (TCE) et Hydro-Québec dans ses activités de production (HQP).

⁶⁷ Pièce A-20-10-NS du 12 décembre 2006, pages 147 à 152.

TABLEAU 16
PRODUITS DE PUISSANCE ADDITIONNELLE

Électricité interruptible	630 MW	7 \$/kW
Achats de court terme	414 MW	10 \$/kW
Achats auprès de TCE	40 MW	confidentiel

Sources : Pièce B-1-HQD-2, document 2, page 25; pièce B-64-HQD-18, document 6, page 1; pièce A-20-10-NS du 12 décembre 2006, pages 147 à 152

La Régie constate que, à l'exception du contrat confidentiel, le coût de ces produits ne dépasse pas 10 \$/kW. De plus, aucun des coûts déposés en audience ne s'apparente au coût de 80 \$/kW. Cette observation concorde avec l'affirmation du Distributeur voulant que les coûts anticipés des outils de puissance pure disponibles sur le marché pour l'hiver 2006-2007 soient d'environ 10 \$/kW pour les quatre mois de l'hiver⁶⁸. L'**ACEF de Québec** et **OC** évaluent aussi qu'un coût de puissance de l'ordre de 10 \$/kW constitue un indice de référence valable.

Les résultats de deux scénarios utilisant comme coût de puissance de pointe 10 \$/kW et 20 \$/kW, illustrés au tableau suivant, se rapprochent de ceux obtenus avec l'application du traitement horaire.

TABLEAU 17
COÛTS UNITAIRES DE L'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE –
DIFFÉRENTS SCÉNARIOS

<i>Tarifs (en ¢/kWh)</i>	<i>Méthode du FU</i>	<i>Méthode horaire</i>	<i>Scénario 80 \$/kW</i>	<i>Scénario 110 \$/kW</i>	<i>Scénario 10 \$/kW</i>	<i>Scénario 20 \$/kW</i>
Domestique	10,03	8,96	9,85	10,18	8,93	9,01
Petite puissance	9,04	9,01	9,00	9,05	8,86	8,87
Moyenne puissance	8,40	8,66	8,47	8,37	8,77	8,74
Grande puissance	7,70	8,48	7,83	7,59	8,49	8,43

Sources : Pièce B-1-HQD-11, document 1, page 15; pièce B-8-HQD-16, document 1, page 115

Par ailleurs, en supposant que la totalité des besoins de puissance postpatrimoniale soit contractée sur le marché à un coût de 10 \$/kW, le pourcentage des coûts de puissance calculé par la Régie s'établit à 2,8 %. Pour sa part, la méthode du FU répartit tous les coûts dans une proportion de 33 % en puissance.

⁶⁸ Pièce A-20-2-NS du 30 novembre 2006, pages 172 et 173.

Compte tenu du plan d'approvisionnement et des prix anticipés sur les marchés limitrophes de l'ordre de 10 \$/kW⁶⁹ pour l'hiver 2006-2007, la Régie juge que la méthode horaire fournit un signal de coût de puissance plus près du coût anticipé, dans le plan d'approvisionnement et sur les marchés, que la méthode du FU.

Approche de la turbine à gaz

Le Distributeur et **AQCIE/CIFQ** mentionnent que le coût fixe d'une turbine à gaz pourrait être utilisé comme référence pour évaluer les coûts de puissance. Ils font état d'une valeur entre 80 \$/kW et 100 \$/kW selon les hypothèses utilisées. De même, ils reconnaissent que les coûts fixes des produits de base sont plus élevés que les coûts fixes des produits de puissance. En contrepartie, les produits de base présentent des coûts variables plus faibles que les produits de puissance.

Cependant, l'utilisation d'un signal de coût de puissance de 80 \$/kW et d'un coût variable de 12 ¢/kWh, tels que présentés dans un des scénarios du Distributeur, repose à la fois sur les coûts fixes élevés des produits de base et les coûts variables élevés des produits de pointe. La Régie considère que cette hypothèse ne correspond pas à la réalité du marché de court terme actuel auquel fait face le Distributeur en matière de satisfaction des besoins postpatrimoniaux.

Bilan en puissance

Par ailleurs, le Distributeur mentionne que son bilan en puissance est équilibré puisqu'il n'anticipe pas devoir satisfaire des besoins en puissance avant 2009-2010. La Régie retient que pour les prochaines années, l'application de la méthode horaire reflète cette réalité des approvisionnements. Il est donc normal et logique qu'à court terme, cette méthode produise un signal de coût de puissance faible.

5.2.3 Confidentialité

Le Distributeur mentionne que la confidentialité des contrats n'est pas un véritable enjeu, puisque certains contrats ne sont pas confidentiels⁷⁰.

La Régie constate que dans le présent dossier, le débat sur la méthode horaire a eu lieu sans recourir aux données confidentielles des contrats. Les intervenants et le Distributeur utilisent

⁶⁹ *Unforced Capacity (UCAP)*.

⁷⁰ Pièce B-9-HQD-16, document 1, page 112.

des repères permettant de valider les méthodes. La Régie considère que la confidentialité des contrats ne constitue pas un obstacle à l'utilisation de la méthode horaire, bien qu'elle soit une contrainte additionnelle.

5.2.4 Contexte de l'approvisionnement postpatrimonial

Un changement de contexte fondamental s'est produit dans le domaine de l'électricité au Québec au cours des dernières années en ce qui a trait à la nouvelle réalité des coûts postpatrimoniaux et au recours au marché nord-américain pour satisfaire les besoins postpatrimoniaux du Québec. La Régie partage l'avis du Distributeur sur ce sujet. Cependant, elle considère que, dans la mesure où les besoins de pointe sur les marchés limitrophes ne se produisent pas nécessairement au même moment que ceux du Québec, les profils de prix peuvent différer significativement du profil traditionnellement rencontré au Québec. Cela peut donc se traduire par des prix d'électricité élevés en été. La Régie juge que ce nouveau contexte justifie le recours à une méthode différente pour répartir les coûts de l'électricité postpatrimoniale.

Par ailleurs, la planification et l'optimisation de l'approvisionnement de court terme en électricité se fait sur une base horaire, tant chez le Distributeur que sur le marché nord-américain. La Régie considère qu'une méthode de répartition basée sur des coûts horaires reflète donc plus adéquatement les stratégies d'approvisionnement et la réalité du marché. Cette méthode aura aussi l'avantage de s'adapter d'année en année aux fluctuations conjoncturelles ou structurelles dans les besoins d'approvisionnement du Distributeur et sur les marchés.

Parallèlement, la Régie considère que la méthode du FU s'écarte de la causalité des coûts. D'une part, elle ne reflète pas fidèlement le produit patrimonial, tel que défini par le décret 1277-2001. D'autre part, le principal facteur inducteur de coût repose sur la prépondérance de la présence en pointe d'une catégorie de consommateurs par rapport à sa consommation annuelle. Ce ratio ne tient aucunement compte des éléments fondamentaux, tels que les fluctuations importantes des prix du marché en dehors de la période de pointe du Distributeur, la planification horaire et les stratégies d'approvisionnement.

La Régie partage l'avis de l'UC à l'effet que la méthode du FU se base uniquement sur les caractéristiques de consommation de l'ensemble de la clientèle du Distributeur et non sur les caractéristiques des contrats postpatrimoniaux.

Cependant, la Régie partage l'avis du Distributeur voulant que la méthode horaire puisse causer plus d'instabilité au niveau des coûts alloués à chacune des catégories tarifaires. La Régie considère qu'une bonne méthode de répartition doit capter ce phénomène. Bien que la Régie reconnaisse que la stabilité tarifaire est un objectif réglementaire important, elle considère que le choix des méthodes de répartition des coûts n'est pas le moyen privilégié pour y parvenir. Ces méthodes se doivent de refléter le plus fidèlement possible la réalité des coûts, incluant, le cas échéant, leur volatilité. D'autres véhicules, par exemple les tarifs ou les comptes de nivellement, sont plus appropriés pour viser un objectif de stabilité tarifaire.

5.2.5 Conclusion

À la suite de l'examen des quatre enjeux, et pour les motifs invoqués précédemment, la Régie juge que la méthode horaire reflète à la fois les décrets 1277-2001 et 790-2006 et qu'elle satisfait aux exigences énoncées dans ses décisions D-2005-34 et D-2006-34. Cette méthode permet de faire un appariement entre les différents produits de l'approvisionnement postpatrimonial et les caractéristiques de consommation de chacune des catégories tarifaires.

La Régie ne partage pas l'avis du Distributeur, de **FCEI/ASSQ** et du **GRAME** voulant que la méthode horaire ne traduise pas les bons signaux de coût parce qu'elle n'inclut pas de signal de puissance. Elle partage plutôt l'avis de l'**UC** à l'effet que, dans la mesure où le Distributeur reflète adéquatement les termes et conditions de ses contrats postpatrimoniaux dans ses coûts horaires, une méthode horaire non ajustée pour inclure un signal de prix en puissance est adéquate.

Pour ces motifs, la Régie retient l'approche horaire comme méthode de répartition des coûts postpatrimoniaux et demande au Distributeur d'effectuer la répartition des coûts lors du prochain dossier tarifaire selon cette approche. Pour le présent dossier, la Régie accepte la proposition du Distributeur.

La Régie note toutefois que l'ensemble des intervenants et le Distributeur soulèvent la complexité d'application de la méthode horaire. La Régie est consciente qu'il incombera au Distributeur de l'appliquer à chaque dossier tarifaire. En conséquence, la Régie pourra évaluer toute proposition du Distributeur qui viserait à alléger l'application de la méthode horaire, sans pour autant modifier sa capacité à refléter la causalité des coûts et

l'évolution de la stratégie d'approvisionnement et des profils de consommation. Le Distributeur pourra faire une proposition en ce sens lors du prochain dossier tarifaire.

5.3 PGEE

Par ailleurs, dans la décision D-2004-47⁷¹, la Régie mentionnait qu'il était prématuré de se prononcer sur la répartition des coûts du PGEE tant qu'elle n'avait pas statué sur la méthode de répartition des coûts postpatrimoniaux et de transport. Dans la mesure où la Régie a statué sur la méthode de répartition des coûts postpatrimoniaux, elle juge que le débat sur la répartition des coûts du PGEE peut avoir lieu et demande au Distributeur de présenter une proposition de méthode de répartition lors du prochain dossier tarifaire.

5.4 TRANSPORT

Dans la décision D-2003-93, la Régie annonçait qu'elle allait se prononcer sur la méthode de répartition des coûts de transport du Distributeur à la suite de l'examen de l'étude d'allocation des coûts du Transporteur. Cet examen a été effectué. La Régie a déterminé une méthode de répartition des coûts du Transporteur dans la décision D-2006-66⁷². Conséquemment, la question de la répartition des coûts de transport du Distributeur est traitée dans le présent dossier.

Le Distributeur propose de maintenir la méthode de répartition actuelle, soit celle basée sur la pointe coïncidente de l'hiver (ICP) plutôt que d'appliquer la méthode de répartition des coûts de transport approuvée par la Régie dans le dossier tarifaire du Transporteur. Cette proposition est appuyée par **AQCIE/CIFQ**, **FCEI/ASSQ**, le **GRAME** et **OC**.

Par ailleurs, le Distributeur fournit un scénario de répartition de ses coûts de transport en appliquant la méthode retenue par la Régie dans le dossier du Transporteur. Pour adapter ce scénario à son contexte, le Distributeur propose, pour être conforme à la facturation de la charge locale établie à 2 483 M\$ à l'aide du tarif annuel, de répartir la différence de 81 M\$⁷³

⁷¹ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, phase 2, 26 février 2004, pages 120 et 121.

⁷² Décision D-2006-66, dossier R-3549-2004, phase 2, 18 avril 2006, pages 7 à 21.

⁷³ Ce montant correspond à la différence entre la somme répartie à la charge locale, soit 2 564 M\$ et la facturation de la charge locale, pièce B-1-HQD-11, document 1 pages 18 et 25.

sur la base des coûts répartis à chaque fonction. De plus, il propose de répartir la fonction « Raccordements des clients » selon la pointe non coïncidente (INCP). Cette dernière méthode est recommandée par l'**ACEF de Québec** et l'**UC**.

Le Distributeur souligne qu'il se trouve face à un dilemme entre appliquer la méthode de répartition que la Régie a adoptée pour le Transporteur et refléter la méthode de facturation également adoptée par la Régie. À son avis, cette dernière méthode conditionne, ultimement, la causalité des coûts du Distributeur. Il choisit cette deuxième option et propose le maintien de la méthode actuelle de répartition pour les motifs suivants :

- la règle de base en matière de méthode de répartition est d'allouer les coûts de la même façon qu'ils sont facturés;
- la méthode de répartition des coûts du Transporteur pourrait évoluer, une fois analysées les implications de cette méthode sur la clientèle. En particulier, le Distributeur ne peut endosser une méthode qui lui impute 81 M\$ de coûts de transport de plus que sa facturation et qui pourrait, à terme, impliquer de profondes modifications à sa structure tarifaire et à l'interfinancement entre les catégories;
- le Distributeur ne connaît aucun cas en réglementation où un organisme de réglementation a convenu d'une méthode de répartition à un niveau (i.e. transport) afin d'établir la méthode de répartition à un autre niveau (i.e. distribution), *a fortiori* en l'absence du principal intéressé.

Les coûts de transport du Distributeur représentent 2 483 M\$, soit près de 25 % de son revenu requis. La méthode de répartition des coûts de transport que la Régie doit approuver s'applique donc sur le deuxième élément le plus important de son revenu requis. La méthode retenue aura donc un impact significatif sur la répartition des coûts entre chacune des catégories de consommateurs.

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

La Régie ne peut retenir le motif invoqué par le Distributeur voulant que la règle en matière de méthode de répartition doive refléter le mode de facturation. La Régie reconnaît que cela peut être une pratique courante chez les distributeurs. Toutefois, il existe des cas où il est

opportun de faire exception à cette pratique. Par exemple, FCEI/ASSQ a clairement mis en preuve que chez SCGM, la méthode de répartition des coûts de transport ne reflétait pas le mode de facturation.

Après avoir fait un examen entre le mode de facturation et la causalité des coûts, la Régie partage les arguments de l'UC et considère que la facture de transport s'apparente davantage à un montant forfaitaire indépendant de la ICP de l'année témoin projetée.

Par ailleurs, dans le scénario simulant l'application de la méthode de répartition des coûts retenue dans la décision D-2006-66, le Distributeur propose de répartir le coût des actifs associés aux équipements de distribution selon la pointe non coïncidente (INCP) par niveau de tension. Il justifie cette proposition par le fait que ces actifs s'apparentent à des lignes de distribution⁷⁴. De plus, il mentionne que cette manière de procéder se retrouve probablement dans toutes les juridictions où il est possible de faire cette distinction entre les niveaux de tension⁷⁵. OC⁷⁶ et l'UC⁷⁷ partagent l'avis du Distributeur quant à l'utilisation de la INCP par niveau de tension. Pour sa part, AQCIE/CIFQ mentionne que la INCP peut être une méthode plus directe⁷⁸.

Les raccordements des clients haute tension qui sont destinés dans une proportion de 99,4 % aux clients du tarif L se retrouvent dans ces actifs de distribution. L'application de la ICP aurait pour conséquence d'imputer seulement 26 % de ces coûts aux clients du tarif L. La Régie juge qu'une méthode de répartition basée sur le mode de facturation et sur la pointe coïncidente ne reflète pas adéquatement la causalité des coûts pour ce groupe d'actifs.

De plus, de manière plus générale, l'examen du scénario alternatif permet de constater que seulement 51 % des coûts seraient répartis selon la ICP⁷⁹. La Régie juge que ce résultat n'est pas assez probant pour retenir la ICP comme facteur de répartition des coûts.

Cependant, la Régie constate que seuls deux intervenants ont examiné sommairement la pertinence d'appliquer aux coûts de transport du Distributeur la méthode de répartition retenue par la Régie dans le dossier du Transporteur : l'ACEF de Québec et l'UC. La Régie juge que ce sujet doit faire l'objet d'un débat plus approfondi, compte tenu des sommes en

⁷⁴ Pièce A-20-5-NS du 5 décembre 2006, pages 191 et 192.

⁷⁵ Pièce A-20-5-NS du 5 décembre 2006, page 195.

⁷⁶ Pièce A-20-9-NS du 11 décembre 2006, pages 112 et 113.

⁷⁷ Pièce A-20-7-NS du 7 décembre 2006, page 184.

⁷⁸ Pièce A-20-7-NS du 7 décembre 2006, pages 198 et 199.

⁷⁹ Pièce B-1-HQD-11, document 4, page 17.

jeu. La Régie souhaite que d'autres méthodes que l'application de la 1CP soient examinées avant de prendre une décision sur cette question.

Dans l'attente de ce débat, la Régie accepte que le Distributeur applique la méthode de la 1CP pour le présent dossier. Pour le prochain dossier tarifaire, le Distributeur devra présenter un scénario utilisant la méthode retenue par la Régie dans le dossier du Transporteur, telle que présentée par le Distributeur dans le présent dossier.

5.5 COMPTE DE *PASS-ON* DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Le compte de *pass-on* reflète les écarts de prix et de volume entre le coût réel de fourniture et celui prévu dans les dossiers tarifaires.

Le Distributeur demande de répartir les coûts du compte de *pass-on* par catégorie de consommateurs selon la méthode du FU. Cette méthode est présentement appliquée aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale.

Pour le Distributeur, il existe un lien étroit entre la méthode de répartition du coût de fourniture et le calcul du compte de *pass-on* des coûts d'approvisionnement qui seront versés dans le compte de frais reportés.

Le Distributeur mentionne que la répartition du compte de *pass-on* selon un traitement horaire est un exercice non seulement complexe, mais pratiquement impossible, voire complètement arbitraire.

AQCIE/CIFQ appuie la proposition du Distributeur. Pour sa part, **OC** appuie la proposition du Distributeur dans la mesure où la Régie retient la méthode du FU pour la répartition des coûts d'approvisionnement postpatrimonial. Dans le cas contraire, l'intervenante mentionne que la méthode horaire peut être complexe, mais pas impraticable.

La Régie considère que les écarts peuvent être décomposés en effets attribuables à l'aléa climatique et à l'aléa de la demande. La Régie est d'avis que les volumes associés à l'aléa climatique dans le compte de *pass-on* doivent être les mêmes que ceux identifiés dans le compte de nivellement des revenus de transport et de distribution. Le Distributeur a effectué

des études horaires et a établi qu'en ce qui concerne l'aléa climatique, 70 % de la consommation est attribuable à la catégorie « Domestique »⁸⁰.

Par ailleurs, en ce qui concerne l'aléa de la demande, la Régie considère que cet écart peut varier considérablement d'une année à l'autre en fonction d'éléments conjoncturels pouvant affecter la demande en cours d'année. Dans le dossier actuel, le Distributeur reconnaît qu'il anticipe déjà un aléa important de la demande attribuable à la perte de clients industriels⁸¹.

Dans la mesure où les volumes consommés, par catégorie tarifaire, qui composent le compte de *pass-on*, sont différents de ceux inclus dans la prévision de la demande annuelle, la Régie juge que la méthode de répartition des coûts de fourniture, sauf par un concours de circonstances fortuit, ne peut refléter adéquatement les liens de causalité pour répartir ces écarts entre la projection et le réel.

La Régie demande que le groupe de travail qui examinera le compte de *pass-on*, tel que mentionné à la section 2.1, se penche également sur la question de la répartition des coûts de ce compte. Comme hypothèse de départ, le groupe de travail devra examiner les consommations attribuables à l'aléa climatique et à l'aléa de la demande, et y associer des prix de fourniture appropriés. Ces deux éléments devront être répartis distinctement sur une base annuelle. La Régie estime que le groupe de travail aura besoin d'au plus deux jours pour examiner la question. À la suite de l'étude en groupe de travail, elle demande au Distributeur de lui présenter une proposition pour le prochain dossier tarifaire.

Pour le présent dossier, la Régie accepte la proposition du Distributeur.

5.6 IMPACTS DES MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES

Le tableau suivant présente les impacts des modifications apportées à la méthode de répartition du coût de service du Distributeur pour l'année témoin 2007. Pour chacun des éléments, le coût de service par catégorie de consommateurs est calculé avec et sans les modifications, le différentiel constituant l'impact de la mesure. Toutes ces modifications ont un impact très faible.

⁸⁰ Pièce B-1-HQD-4, document 4, page 9.

⁸¹ Pièce A-20-2-NS du 30 novembre 2006, pages 150 et 151.

TABLEAU 18
ANALYSE DE SENSIBILITÉ DES MODIFICATIONS APPORTÉES
À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION – ANNÉE TÉMOIN 2007

Catégories de consommateurs (en M\$)	Coût du service avant ajustements	Changements méthodologiques				Coût du service du Distributeur
		Frais reportés du tarif BT	Répartition du PGEÉ des réseaux autonomes	Compte de pass-on	Coûts nets reliés aux sorties d'immobilisations	
Domestique						
Tarifs D et DM	4 934,9	(21,8)	0,0	(62,5)	0,0	4 850,6
Tarif DH	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Tarif DT	178,4	(0,8)	0,0	(2,6)	0,0	175,0
Total	5 113,6	(22,6)	0,0	(65,1)	0,0	5 025,9
Petite et moyenne puissance						
Tarif G et à forfait	955,5	(6,2)	0,0	(12,9)	0,0	936,4
Tarif G-9	72,9	(0,7)	0,0	(1,1)	0,0	71,1
Tarif M	1 436,4	(10,1)	0,0	(25,6)	0,0	1 400,7
Tarifs d'éclairage public et Sentinelle	35,3	(0,3)	0,0	(0,5)	0,0	34,5
Tarif BT	-	55,4	-	-	-	55,4
Total	2 500,1	38,1	0,0	(40,1)	0,0	2 498,1
Grande puissance						
Tarif L	1 766,5	(11,0)	0,0	(40,8)	0,0	1 714,7
Tarif H	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
Tarifs LD et LP	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5
Contrats spéciaux	819,8	-	-	-	-	819,8
Total	2 589,5	(11,0)	0,0	(40,8)	0,0	2 537,7
Total	10 203,2	4,5	0,0	(146,0)	0,0	10 061,7

Source : Pièce B-1-HQD-11, document 1, page 29

6. STRUCTURES TARIFAIRES

Contexte

Dans la décision D-2006-34, la Régie demandait au Distributeur d'amorcer une réflexion sur les modifications à apporter aux structures tarifaires afin qu'elles reflètent l'écart entre les coûts marginaux de long terme et les tarifs actuels, dans le contexte où le coût marginal de fourniture équivaut à trois fois le coût moyen. De plus, elle demandait au Distributeur de déposer un rapport d'étape en lien avec cet objectif⁸².

Par ailleurs, dans le cadre de la stratégie énergétique, le Distributeur doit soumettre à la Régie des propositions de changements de structures tarifaires⁸³. Cette stratégie énonce,

⁸² Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 75.

⁸³ *L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2006, page 57.

notamment, les pistes d'orientations suivantes : tarification selon la saison et l'heure, révision du nombre de paliers et du seuil de 30 kWh par jour, et cela, sans modifier le revenu global de la société d'État.

La Régie est d'avis que le signal de prix est un des véhicules les plus efficaces pour inciter des comportements optimaux de la part des consommateurs en matière de consommation d'énergie. La correction des structures tarifaires en ce sens est donc une priorité pour la Régie. La présente décision traduit cet objectif et s'inscrit en continuité avec la décision du dossier tarifaire précédent.

6.1 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

Tarif domestique

Il existe quatre tarifs destinés à la clientèle domestique : D, DM, DT et DH. Le tarif D sert de base aux trois derniers.

Le **tarif D** s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée pour un usage domestique, c'est-à-dire à des fins exclusives d'habitation dans un logement dont l'électricité est mesurée distinctement. L'électricité livrée à une exploitation agricole à des fins de culture des végétaux et d'élevage des animaux est également assujettie au tarif D.

Pour l'année 2007, le Distributeur propose :

- de geler la redevance;
- de conserver le seuil de la première tranche à 30 kWh/jour;
- d'augmenter le prix de la deuxième tranche deux fois plus que le prix de la première tranche;
- de poursuivre les ajustements amorcés en 2005-2006 pour la prime de puissance en l'augmentant de 75 ¢/kWh pour les tarifs à mesurage individuel et de 18 ¢/kWh pour ceux à mesurage collectif.

La proposition du Distributeur s'appuie sur les motifs de la décision de la Régie lors du dernier dossier tarifaire.

Les intervenants **SÉ/AQLPA** et le **ROÉÉ** croient préférable d'allouer la totalité des augmentations sur la deuxième tranche de consommation.

La Régie accepte pour le présent dossier la proposition du Distributeur et rejette les propositions visant à faire porter toute la hausse sur la deuxième tranche de consommation. Elle considère qu'il est préférable de poursuivre graduellement la réforme des structures tarifaires menant à un meilleur signal de prix dans l'attente d'analyses plus approfondies sur le sujet.

Tarifs généraux

Les tarifs généraux sont les tarifs de petite puissance (tarifs G, G-9, éclairage Sentinelle), de moyenne puissance (tarif M) et de grande puissance (tarifs L et H).

Le **tarif G** est un tarif dit dégressif. Il s'adresse aux clients de petite puissance dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 100 kW. Il comporte une redevance d'abonnement, deux tranches de consommation d'énergie et une prime de puissance pour les clients ayant un appel de puissance supérieur à 50 kW.

Le **tarif M** est également un tarif dit dégressif. Il s'adresse aux clients de moyenne puissance dont la puissance à facturer minimale est d'au moins 100 kW, mais inférieure à 5 000 kW. Le tarif M comporte une prime de puissance et deux tranches de consommation d'énergie.

Le **tarif L** s'adresse aux clients de grande puissance dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kW ou plus. Il comporte une prime de puissance et une seule composante énergie.

Dans le contexte actuel de hausse des coûts d'approvisionnement, le Distributeur entend poursuivre les orientations engagées en 2006 et propose une approche par laquelle les variations des prix d'énergie peuvent être environ deux fois plus importantes que les hausses des prix de puissance.

SÉ/AQLPA croit préférable d'allouer la totalité des augmentations sur la partie énergie. Pour sa part, le **ROÉÉ** soulève le fait que les tarifs généraux sont décroissants ce qui va à l'encontre des objectifs poursuivis par une tarification incitative.

La Régie accepte pour le présent dossier la proposition du Distributeur sur les modifications aux structures tarifaires dans l'attente d'analyses plus approfondies sur le sujet.

6.2 RÉVISION DES STRUCTURES TARIFAIRES AFIN DE REFLÉTER LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME

Décision D-2006-34

Dans la décision D-2006-34, la Régie demandait au Distributeur de déposer un rapport d'étape qui devait contenir les points suivants :

- la vigie sur les structures tarifaires adaptées pour refléter les coûts marginaux de long terme;
- la liste des modifications qui pourraient être applicables au contexte québécois;
- la stratégie de réforme tarifaire et le plan d'implantation;
- le rapport d'étapes présenté à chacun des dossiers tarifaires.

Dans le présent dossier, le Distributeur dépose une analyse sur le seuil de facturation de la première tranche de 30 kWh au tarif D de même qu'une analyse tarifaire sommaire des tarifs G, M et L. Il propose la poursuite de la stratégie présentée lors du dossier tarifaire précédent.

L'**ACEF de Québec**, **SÉ/AQLPA**, le **GRAME** et **OC** souhaitent une révision des tranches de prix de l'énergie ou de la différenciation du seuil de consommation.

AQCIE/CIFQ et le **ROEÉ** souhaitent explorer avec les clients du tarif L des alternatives qui encouragent le nivellement de la consommation.

FCEI/ASSQ souhaite la mise sur pied d'un groupe de travail chargé d'adapter les structures tarifaires afin d'améliorer les signaux de prix de fourniture.

Tarifification saisonnière au tarif D

Concernant la tarification saisonnière, le Distributeur affirme que l'utilisation de seuils saisonniers identiques à ceux appliqués en Ontario n'est pas adaptée au contexte québécois. La Régie constate que la tarification saisonnière pourrait reposer sur des bases très différentes dans les deux provinces étant donné que les profils de consommation sont différents. Cela ne signifie pas, toutefois, que la tarification saisonnière ne pourrait pas être applicable au contexte québécois.

En conséquence, la Régie demande que l'analyse soit refaite en s'appuyant notamment sur des études de coûts marginaux de long terme.

Compteurs avancés et tarification dynamique

Dans sa poursuite de la vigie demandée par la Régie dans la décision D-2006-34, deux éléments ont retenu l'attention du Distributeur concernant la politique énergétique américaine. D'une part, cette politique n'annonçait d'aucune façon le déploiement massif de compteurs avancés pour la clientèle domestique. D'autre part, le gouvernement demandait de produire une estimation des bénéfices que les États-Unis pourraient tirer de la gestion de la demande de ces mêmes clients.

À la connaissance du Distributeur, le cas de l'Ontario constitue le seul exemple de déploiement massif de compteurs avancés précédant les analyses de rentabilité. Le Distributeur note que la Commission de l'énergie de l'Ontario a permis, dans une décision générique applicable à tous les distributeurs, d'inclure dans les revenus requis pour 2006 un coût de 30 ¢/abonnement/mois pour financer les coûts initiaux associés à ce déploiement.

Pour leur part, les tarifs offerts en Californie, bien que reflétant les coûts d'approvisionnement, conduisent à un effacement moyen en pointe de l'ordre de 13 % lorsque le prix passe de 9 ¢/kWh à 59 ¢/kWh. Le Distributeur conclut de ce résultat que peu de MW disparaissent en pointe grâce à la tarification par période critique (TPC).

La Régie prend acte du rapport du Distributeur sur les compteurs avancés. Elle considère qu'à partir du prochain dossier tarifaire, cette vigie devra alimenter sa réflexion sur la révision des structures tarifaires afin de refléter les coûts marginaux de long terme et faire partie du rapport à être déposé.

Pour la tarification dynamique, le Distributeur offre présentement à sa clientèle le tarif DT et le tarif DH. Le Distributeur affirme que ce dernier tarif, quoique intéressant sur le plan du principe, ne présente aucun intérêt⁸⁴. Il est plus intéressé par une TPC, qui cible davantage ses besoins. Il mentionne aussi qu'une tarification en temps réel, dont fait partie la TPC, ne peut s'appliquer à une clientèle de masse et doit viser une clientèle spécialisée⁸⁵.

⁸⁴ Pièce A-20-4-NS du 4 décembre 2006, page 174.

⁸⁵ Pièce A-20-4-NS du 4 décembre 2006, pages 181 et 182.

De plus, le Distributeur affirme qu'il teste la technologie de lecture par radiofréquence afin de valider sa faisabilité technique. Il songe présentement à un déploiement par phase.

Pour le présent dossier, la Régie considère acceptable la proposition du Distributeur de poursuivre l'orientation adoptée l'année dernière concernant la modulation de la hausse tarifaire.

La Régie juge que le Distributeur n'a pas répondu à l'ensemble des demandes de la dernière décision. Elle constate que la vigie sur les structures tarifaires adaptées pour refléter les coûts marginaux de long terme est trop sommaire, particulièrement pour les tarifs G, M et L. Elle considère qu'une analyse plus en profondeur est requise à la lumière du nouveau contexte de l'approvisionnement postpatrimonial.

La Régie réitère ses demandes de la décision D-2006-34. De plus, elle demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une proposition de réforme pour les tarifs domestiques, qui explore les options de tarification saisonnière et différenciée dans le temps.

La Régie est intéressée par la tarification dynamique qui pourrait être associée à la lecture par radiofréquence. Elle invite le Distributeur à tenir compte, dans la conception de ce projet, de la proposition de tarification dynamique annoncée pour le prochain dossier tarifaire.

Concernant les tarifs généraux, la Régie demande au Distributeur d'explorer des options de structures tarifaires croissantes à l'image de celle de BC Hydro et de quantifier les coûts et les bénéfices associés à chacune d'elles.

Ces propositions de réforme tarifaire devront tenir compte de l'importance des coûts marginaux de long terme, des orientations de la présente décision et de la mise en œuvre de la stratégie énergétique du gouvernement. Ces propositions devront être présentées en séance de travail en temps opportun, de telle sorte que le Distributeur soit en mesure de déposer un compte-rendu lors du prochain dossier tarifaire.

6.3 MODALITÉS DE FACTURATION APPLICABLES LORS D'AJUSTEMENTS DES TARIFS

Le Distributeur demande que la règle du prorata soit la seule règle de facturation applicable aux périodes de consommation qui chevauchent la date d'entrée en vigueur de nouveaux

tarifs. Cette règle consiste à diviser la consommation totale par le nombre de jours d'une période de facturation. Par la suite, la consommation encourue avant le 1^{er} avril est assujettie au tarif en vigueur et la partie restante de la consommation doit alors être facturée selon le nouveau tarif en vigueur.

La Régie doit concilier le droit des clients à une facturation qui reflète le plus fidèlement possible leur consommation réelle et ceux de l'ensemble des clients qui font les frais des modalités administratives mises en place par le Distributeur. Pour des raisons d'efficacité, de coûts et considérant les montants peu importants en jeu, la perspective de permettre l'autorelève à grande échelle à la date précise d'un changement de tarif au lieu de procéder par la règle du prorata n'est ni efficace ni rentable.

Le Distributeur cite l'exemple de l'autorelève au 1^{er} avril 2006. En date du 12 juillet 2006, il avait traité 10 612 autorelèves, dont 7 581 étaient admissibles à un ajustement de facture; 919 clients auraient dû en moyenne rembourser le Distributeur de 1,44 \$ tandis que 6 662 clients ont eu droit à un remboursement moyen de 2,36 \$. Les coûts globaux de traitement ont été estimés à 113 548 \$, soit 10,70 \$ par cas.

Ainsi, la Régie est d'avis que la règle du prorata constitue le meilleur moyen de répondre à ces préoccupations au moindre coût. Elle modifie à cet effet l'article 10.13 des Tarifs et conditions du Distributeur afin de retenir cette règle à titre de méthode exclusive d'ajustement lors de l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs. La Régie modifie également les Conditions de service d'électricité⁸⁶ en conséquence.

6.4 FACTURATION DE LA PUISSANCE APPARENTE (KVA) AU TARIF G-9

La puissance apparente est une composante prise en compte dans le calcul du facteur de puissance⁸⁷.

Un mauvais facteur de puissance (inférieur à 90 %) a notamment pour effet de diminuer la capacité disponible des lignes et des transformateurs, et d'entraîner des pertes accrues sur le réseau.

⁸⁶ 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 et D-2003-23.

⁸⁷ Le facteur de puissance est un paramètre qui rend compte de l'efficacité à laquelle la puissance est consommée. Il est établi à l'aide de la puissance maximale appelée et de la puissance réelle.

Le tiers des clients au tarif G-9 ont un facteur de puissance inférieur à 85 % comparativement à seulement 7 % de la clientèle au tarif M. Cette situation devient préoccupante étant donné le grand nombre de clients dans cette situation. C'est pourquoi le Distributeur souhaite prendre les moyens pour restreindre les effets nuisibles sur le réseau, mentionnés plus haut. Il propose d'introduire une majoration de la prime de puissance appliquée à la différence entre la puissance maximale appelée et l'appel de puissance réelle.

Ainsi, les clients ayant un facteur de puissance inférieur à la limite permise de 90 % peuvent décider de payer la surprime et de laisser le soin au Distributeur de corriger le facteur de puissance sur le réseau. Sinon, ils peuvent choisir d'installer à leurs frais des condensateurs qui amélioreront leur facteur de puissance.

La majoration proposée serait introduite progressivement et étalée sur trois ans. Toutefois, dès avril 2007, les clients seraient informés qu'une majoration de la prime de puissance de 3,08 \$/kW sera appliquée à compter du mois d'avril 2008. Ce délai de 12 mois laisserait aux clients le temps de trouver une solution afin d'améliorer leur facteur de puissance. Ce n'est qu'en avril 2011 que l'écart entre la prime de puissance au tarif M et celle au tarif G-9 serait appliqué dans son intégralité.

La Régie approuve la proposition du Distributeur. Elle autorise également les modifications aux articles 3.11 et 4.43 des Tarifs et conditions du Distributeur.

6.5 MODIFICATION AUX MODALITÉS RELATIVES AU RODAGE POUR LA GRANDE ENTREPRISE

Les modalités relatives au rodage de nouveaux équipements ont été conçues pour les clients qui désirent mettre au point un ou des nouveaux équipements dans le but de les exploiter régulièrement par la suite. L'option consiste à délaissier temporairement les clauses relatives à la facturation de la puissance pour ne facturer que l'énergie à un coût unitaire fixe. Ce coût correspond au coût moyen par kWh payé par le client, majoré de 4 %.

Le Distributeur propose de pondérer la majoration de 4 % afin de tenir compte de l'importance relative de la charge en rodage par rapport à la charge totale du client, en exigeant toutefois un minimum de 1 %. Il propose également de doubler la période de rodage pour les nouveaux abonnements comme pour les abonnements existants et que la puissance maximale admissible des équipements en rodage passe de 5 % à 10 % de la puissance souscrite de l'abonnement.

La Régie approuve la proposition du Distributeur.**6.6 FERMETURE DU TARIF D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE**

Le service d'éclairage Sentinelle comprend la fourniture, l'exploitation et l'alimentation électrique des luminaires à cellules photoélectriques de type Sentinelle. Ces luminaires sont la propriété du Distributeur et servent à l'éclairage extérieur, exception faite de l'éclairage public.

Le service d'éclairage Sentinelle a été fermé à tout nouvel abonnement de 1986 à 1996, puis ouvert de nouveau à la clientèle sans toutefois être soutenu par une infrastructure commerciale. Le Distributeur ne compte plus que 355 clients à ce tarif et ils sont répartis sur l'ensemble du territoire. Les nouvelles demandes d'adhésion sont quant à elles exceptionnelles. Les services de fourniture et d'entretien des luminaires sont offerts par l'entreprise privée.

Le Distributeur veut recentrer ses activités sur sa mission de base et la promotion de l'efficacité énergétique. Il propose de limiter à nouveau le service d'éclairage Sentinelle à la clientèle actuelle, et ce, à partir du 1^{er} avril 2007.

La Régie autorise la fermeture du tarif d'éclairage Sentinelle.**6.7 RETRAIT DES OPTIONS D'ASSURANCE TARIFAIRE ET DES OPTIONS DE PAIEMENT EN DOLLARS AMÉRICAINS**

Depuis 1993, le Distributeur offre ces options exclusivement aux grands clients industriels. Elles visent à améliorer la capacité d'attirer au Québec des projets industriels pour lesquels la compétitivité du tarif d'électricité constitue un important facteur de localisation. Malgré leur attrait, aucun client régulier ne s'en est prévalu. Le Distributeur propose donc l'abrogation de ces options.

La Régie autorise l'abrogation de ces options.

6.8 TARIF DU SERVICE VISILEC

Le Distributeur demande que lui soit alloué plus de 10 jours ouvrables pour tenir compte des délais qui sont parfois nécessaires pour s'assurer des conditions d'admissibilité et de la conformité de l'installation du client.

La Régie autorise la modification de l'article 11.6 des Tarifs et conditions du Distributeur, telle que proposée par le Distributeur.

6.9 ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE DE MOYENNE PUISSANCE

Dans la décision D-2006-34, la Régie acceptait l'introduction de l'électricité interruptible de moyenne puissance comme alternative au tarif BT. FCEI/ASSQ demande une révision des modalités afin de susciter l'intérêt de leurs membres. Les pourparlers n'ont mené à aucune entente et aucun client n'a adhéré à cette option.

La Régie prend acte de la demande de FCEI/ASSQ et rappelle que tout intéressé peut soumettre à la Régie une proposition tarifaire (article 48 de la Loi). Dans les circonstances, des pourparlers préalables avec le Distributeur seraient utiles pour trouver des pistes de solution ou des options tarifaires susceptibles d'intéresser les clients que représente cet intervenant.

6.10 AUTRES DISPOSITIONS TARIFAIRES

La Régie demande au Distributeur de revoir les articles 2.38 et 10.13 des Tarifs et conditions du Distributeur.

À l'article 2.38, la Régie constate que la définition de banque de surplus fait appel au concept de débit en français et de *credit* en anglais. Elle demande au Distributeur de modifier le texte afin que le sens de cette définition soit le même dans les deux langues.

À l'article 10.13, le deuxième paragraphe semble indiquer que l'application de la règle du prorata exclut le 1^{er} avril du calcul. La Régie demande au Distributeur de modifier le texte afin que cette journée soit clairement incluse dans le calcul.

7. INTERFINANCEMENT ET STRATÉGIE TARIFAIRE

7.1 INTERFINANCEMENT

Dans la décision D-2006-34⁸⁸, la Régie faisait état du nouveau contexte dans lequel évolue le Distributeur : le coût de fourniture postpatrimoniale équivaut à presque trois fois le coût moyen de son approvisionnement patrimonial. Elle y affirmait l'importance d'envoyer aux consommateurs un signal de prix qui reflète cette réalité, en établissant une tarification en conséquence.

Parallèlement, la Régie constatait qu'à moyen terme, elle pourrait être amenée à poursuivre des objectifs contradictoires : corriger les structures tarifaires afin d'établir des tarifs donnant le bon signal de prix, allouer les coûts conformément aux prescriptions de la Loi (article 52.2), fixer le niveau des tarifs en tenant compte de tous les coûts (articles 52.2, 49 (6) et 52.1), et, enfin, tenter de maintenir inchangé le niveau historique d'interfinancement entre les catégories de consommateurs.

Ainsi, la Régie a donné aux intervenants et au Distributeur l'occasion de se prononcer sur l'interprétation à donner aux dispositions de la Loi concernant l'interfinancement.

Le Distributeur propose, à compter du dossier tarifaire 2008, de récupérer, auprès de chaque catégorie de consommateurs, la croissance des coûts qui lui sont attribués. Ce faisant, l'interfinancement serait maintenu en ce qui concerne les revenus prévus et requis des années antérieures, tandis que la causalité des coûts serait respectée pour les coûts à la marge de ces mêmes revenus requis. Cela se traduirait, la plupart du temps, par des hausses tarifaires différentes d'une catégorie de consommateurs à l'autre, ce qui se reflèterait sur les indices d'interfinancement.

Le Distributeur est d'avis que le respect de l'article 52.1 ne doit pas empêcher de refléter la causalité des coûts dans les tarifs⁸⁹. L'indice d'interfinancement est un résultat et non un objectif. Selon le Distributeur, l'expression « afin d' » du quatrième paragraphe de l'article 52.1 impose l'obligation de ne pas corriger volontairement l'interfinancement en l'absence de variation de coûts.

⁸⁸ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, pages 76 et 77.

⁸⁹ Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 12.

AQCIE/CIFQ, SÉ/AQLPA et FCEI/ASSQ sont essentiellement du même avis que le Distributeur.

OC, l'UC et l'UMQ sont plutôt d'avis qu'on ne doit pas modifier l'interprétation donnée à l'article 52.1 de la Loi par la Régie, et que l'interfinancement doit se maintenir, pour les années à venir, autour de la balise déjà définie par la Régie. Pour l'UC, atténuer l'interfinancement va clairement à l'encontre de l'intention du législateur.

Contexte

Ce qu'il est convenu d'appeler le « pacte social », que le législateur a enchâssé dans la Loi, est essentiellement composé de deux éléments : la mise à la disposition des consommateurs québécois d'un important volume d'électricité (165 TWh, dont le seuil a été atteint en 2005) au prix avantageux de 2,79 ¢/kWh⁹⁰, qu'on appelle le bloc d'électricité patrimoniale, et une contrainte tarifaire voulant que le tarif d'une catégorie de consommateurs ne puisse être modifié afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs⁹¹.

L'article 52.1 reconnaît une réalité historique : les consommateurs de la catégorie « Domestique » (consommateurs domestiques) ne se voient pas facturer la totalité des coûts encourus par le Distributeur pour les desservir.

Lorsque la Régie s'est penchée pour la première fois sur l'interprétation des dispositions de la Loi portant sur l'interfinancement⁹², les consommateurs domestiques étaient interfinancés par les autres catégories de consommateurs. En effet, les revenus tarifaires de la catégorie « Domestique » couvraient environ 80 % des coûts de desserte. Cette situation n'avait pas substantiellement changé depuis l'adoption de cette disposition en 2000⁹³.

L'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques se maintient dans le temps, dans la mesure où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs évoluent uniformément et que les ajustements de tarifs reflètent l'évolution uniforme de ces coûts. Cet avantage est également maintenu tant que les tarifs des consommateurs

⁹⁰ Article 52.2, alinéa 2, paragraphe 2 de la Loi.

⁹¹ Article 52.1, alinéa 4 de la Loi.

⁹² Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, phase 1, 21 mai 2003.

⁹³ Projet de loi n° 116, 16 juin 2000.

domestiques ne sont pas modifiés « *afin d'atténuer l'interfinancement* » comme le prescrit la Loi.

En 2003, lorsque la Régie s'est penchée sur cette question, le maintien de l'interfinancement n'était pas un enjeu puisque la totalité des besoins étaient satisfaits par le bloc d'électricité patrimoniale. L'évolution des coûts de desserte était donc relativement uniforme. Par ailleurs, le Distributeur proposait des hausses uniformes de tarifs par catégorie de consommateurs.

Au terme d'un débat en audience, la Régie adoptait alors une interprétation du quatrième paragraphe de l'article 52.1 de la Loi : pour évaluer « *l'atténuation* » de l'interfinancement, une balise – la Régie a alors choisi le niveau d'interfinancement constaté en 2002⁹⁴ – devait être utilisée afin de respecter l'idée du maintien de l'interfinancement énoncé par le ministre lors des modifications de la Loi⁹⁵. Selon cette interprétation, tout coût additionnel attribuable à la catégorie « Domestique » bénéficiait de ce niveau d'interfinancement.

Les parties, et même la Régie, dans sa décision D-2003-93⁹⁶, ont référé à l'intention du législateur et aux déclarations du ministre lors de l'adoption du projet de loi n° 116 qui a introduit l'article 52.1 dans la Loi.

Interprétation des dispositions de la Loi portant sur l'interfinancement

À cet égard, il y a lieu de rappeler les principes d'interprétation des lois. Bien que les tribunaux reconnaissent maintenant que les travaux préparatoires, dont les déclarations du ministre qui présente un projet de loi à l'Assemblée nationale, peuvent servir à interpréter les lois, le professeur Pierre-André Côté résume ainsi la situation :

« Les informations fournies par les travaux préparatoires devraient jouer un rôle complémentaire par rapport aux indices de l'intention législative dégagés du texte de la disposition analysée dans le contexte de la loi dans son ensemble. »

Ainsi, ces informations sont jugées particulièrement utiles lorsqu'elles viennent confirmer le sens qui se dégage du texte à la lumière des méthodes d'interprétation usuelles [...] »⁹⁷ (nous soulignons)

⁹⁴ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, phase 1, 21 mai 2003, page 185.

⁹⁵ Projet de loi n° 116, 16 juin 2000.

⁹⁶ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, phase 1, 21 mai 2003, page 182.

⁹⁷ Pierre-André Côté, *Interprétation des lois*, Les Éditions Thémis, 3^e édition, pages 553 et 554.

En d'autres mots, les déclarations ministérielles portant sur une disposition particulière de la Loi ne doivent pas occulter les autres dispositions. Il faut chercher le sens d'un texte de loi à la lumière de son juste contexte, en suivant les principes usuels d'interprétation. Certains de ces principes sont énoncés aux articles 41 et 41.1 de la *Loi d'interprétation*⁹⁸.

« 41. Toute disposition d'une loi est réputée avoir pour objet de reconnaître des droits, d'imposer des obligations ou de favoriser l'exercice des droits, ou encore de remédier à quelque abus ou de procurer quelque avantage.

Une telle loi reçoit une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin.

41.1. Les dispositions d'une loi s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet. » (nous soulignons)

Dans sa décision de l'an passé⁹⁹, la Régie constatait qu'elle faisait précisément face à cette difficulté de donner plein effet aux différentes dispositions de la Loi, soit celles portant sur la fixation de tarifs en tenant compte, entre autres, des coûts (articles 52.2, 49 (6) et 52.1), et aux dispositions portant sur le maintien du niveau historique d'interfinancement entre les catégories de consommateurs.

Il existe certainement une contrainte dans la Loi et une obligation pour la Régie à l'égard de l'interfinancement. L'article 52.1 de la Loi reconnaît une situation de fait : une catégorie de consommateurs bénéficie d'un interfinancement, c'est-à-dire que le coût pour la desservir est supérieur aux revenus tarifaires qu'elle génère. La contrainte veut que la Régie ne puisse modifier les tarifs de cette catégorie afin d'atténuer (de diminuer) l'interfinancement dont elle bénéficie.

Cela dit, les autres dispositions de la Loi doivent produire leurs effets. Au strict plan de l'interprétation législative, si la Loi dit que la Régie « *ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs* », cela signifie, *a contrario*, que la Régie peut le faire pour d'autres motifs. Par exemple, pour que les tarifs d'une catégorie de consommateurs reflètent les coûts des nouveaux approvisionnements, soit ceux qui se situent au-delà de l'approvisionnement patrimonial.

Ainsi, lors d'une demande visant la modification des tarifs, la seule contrainte imposée, tant au Distributeur qu'à la Régie, est de s'assurer que la modification ou l'augmentation des

⁹⁸ L.R.Q., c. I-16.

⁹⁹ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006.

tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement ait une relation causale avec l'augmentation des coûts de desserte correspondants, qui peut tenir à différentes choses : une nouvelle approche en ce qui a trait à la répartition des coûts, une croissance des coûts variables en fonction de l'accroissement du volume des services rendus à cette catégorie ou l'effet contraire, une augmentation due à la répartition des coûts fixes de desserte de cette catégorie sur un moindre volume de services ou d'électricité, etc.

La balise établie en 2003 a certainement une pertinence en ce qui a trait au suivi de l'évolution du niveau d'interfinancement et à l'exercice, par la Régie, de son pouvoir discrétionnaire d'établir des tarifs justes et raisonnables. Il ne s'agit cependant pas d'un niveau d'interfinancement que la Régie est obligée de maintenir par la Loi, contrairement à ce que prétendent certains intervenants.

Si tel avait été le cas, le législateur l'aurait dit clairement, en prévoyant, dans la Loi, un niveau précis d'interfinancement ou, comme le souligne un intervenant, en écrivant le texte de l'article 52.1 différemment afin de donner à la Régie la discrétion de le déterminer par règlement ou autrement¹⁰⁰.

Ce n'est pas ce qu'a fait le législateur. Il a, au contraire, donné des pouvoirs spécifiques à la Régie de :

- (i) déterminer la méthode d'allocation du coût de service [article 32];
- (ii) de fixer les tarifs, entre autres, en tenant compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs [article 49 (6)];
- (iii) d'allouer les coûts de fourniture d'électricité selon des critères spécifiques [article 52.2]; et
- (iv) de fixer les tarifs en tenant compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 et du deuxième alinéa de ce même article [article 52.1].

La Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs. Dans le contexte où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une catégorie de

¹⁰⁰ Pièce A-20-11-NS du 13 décembre 2006, pages 113 et 114.

consommateurs à l'autre. Interpréter la Loi autrement priverait de ses effets plusieurs de ses dispositions, et ce ne serait pas sain des points de vue de l'équité, de la rigueur économique ou environnementale, autant d'éléments dont la Régie doit tenir compte en exerçant ses pouvoirs « *dans une perspective de développement durable* »¹⁰¹.

Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie.

À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.

Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique.

7.2 STRATÉGIE TARIFAIRE

Compte tenu des tarifs actuels et des revenus requis autorisés pour 2007, le Distributeur prévoit un revenu additionnel requis de 237 M\$. Ce revenu additionnel requis justifie une hausse tarifaire de l'ordre de 2,6 %¹⁰². Le Distributeur propose de récupérer ce revenu additionnel requis par une hausse uniforme.

Cette hausse uniforme des tarifs ramène à 80,8 % l'interfinancement des consommateurs de la catégorie « Domestique », soit un niveau sensiblement semblable à celui observé en 2002 (81,1 %) et ajusté par la suite. Comme mentionné plus haut, l'indice d'interfinancement ne sera plus, à l'avenir, un objectif statique mais la résultante de l'évolution des coûts et de la tarification.

La Régie estime le revenu additionnel requis accordé au Distributeur par la présente décision à 184 M\$ ou une hausse moyenne de ses tarifs d'environ 1,9 %. Cette hausse représente une augmentation de 1,96 \$ par mois pour le client résidentiel moyen.

¹⁰¹ Article 5 de la Loi.

¹⁰² Soit 2,8 % initialement, puis un ajustement en janvier 2007 pour la mise à jour du coût de l'avoir propre.

Ces augmentations pourraient être absorbées ou compensées par les programmes d'efficacité énergétique offerts par le Distributeur. À cet égard, la Régie rappelle qu'un montant de 106 M\$ est dédié aux programmes pour la clientèle résidentielle, dont 19 M\$ pour les ménages à faibles revenus.

La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 6 mars 2007, à 12 h, les documents suivants :

- le calcul de la provision réglementaire 2007;
- une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-1-HQD-12, document 4;
- un tableau correspondant à la nouvelle grille tarifaire, selon le format de la pièce B-1-HQD-12, document 5;
- une mise à jour des Tarifs et conditions du Distributeur incorporant les modifications contenues dans la présente décision.

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

TABLEAU 19
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Revenu requis	10 196	(53)	10 143
Contrats spéciaux	(820)		(820)
Revenu requis excluant les contrats spéciaux	9 376	(53)	9 323
Autres revenus	(153)		(153)
Provision réglementaire de l'année précédente	141		141
	9 364	(53)	9 311
Revenus prévus selon les tarifs antérieurs excluant les contrats spéciaux	9 127		9 127
Revenu additionnel requis	237	(53)	184
Hausse tarifaire demandée	2,6 %		
Hausse tarifaire requise estimée			2,0 %
Provision réglementaire estimée (à récupérer dans l'année suivante)			56

Sources : Pièce B-67-HQD-1, document 1, page 3, révision du 30 janvier 2007; pièce B-68-HQD-6, document 1, page 3, révision du 30 janvier 2007; pièce B-1-HQD-12, document 1, page 64

8. PGÉE

8.1 ASPECTS GÉNÉRAUX

Depuis 2003, les objectifs d'économie d'énergie associés au PGÉE du Distributeur ont été sextuplés¹⁰³. Pour atteindre ces objectifs, le Distributeur privilégie des approches variées et met en place les outils nécessaires. Ainsi, l'ensemble de la clientèle a accès à de nombreux programmes; à titre d'exemple, les interventions destinées à la clientèle domestique requièrent des investissements de 106 M\$, dont 19 M\$ pour les programmes destinés aux ménages à faible revenu. D'ici 2010, Hydro-Québec prévoit investir plus de 1,3 milliard de dollars dans le PGÉE. Durant cette période, ce dernier doit permettre des économies d'énergie de 4,7 TWh, dont 1,8 TWh pour la clientèle domestique.

La Régie observe que les résultats du PGÉE sont à la hauteur des objectifs fixés, et que les efforts du Distributeur résultent en une adhésion massive de la clientèle aux divers programmes, qui ont désormais atteint leur vitesse de croisière. C'est dans le contexte de cette participation au PGÉE que la Régie apprécie les objectifs et budgets 2007 de ce dernier.

8.2 OBJECTIFS

L'objectif global d'économie d'énergie fixé pour le PGÉE par le Distributeur, dans les précédents dossiers d'efficacité énergétique, devrait être atteint pour 2006¹⁰⁴. À cet égard, la Régie prend acte du résultat anticipé au 31 octobre 2006, qui s'élève à 598 GWh.

Le Distributeur réévalue son objectif au terme de l'année 2010 et le porte à 4,7 TWh. Le tableau suivant présente les nouvelles cibles annuelles par programme ou activité.

¹⁰³ Dossier R-3473-2001 (objectif de 750 GWh); dans le présent dossier (objectif de 4,7 TWh).

¹⁰⁴ Dossiers R-3473-2001 (objectif de 275 GWh), R-3519-2003 (objectif de 289 GWh), R-3552-2004 (objectif de 419 GWh) et R-3584-2005 (objectif de 524 GWh).

TABLEAU 20
IMPACT ÉNERGÉTIQUE ANNUEL DU PGEÉ

<i>Programmes / activités (en GWh implantés et imputés)</i>	<i>2003R</i> ⁽¹⁾	<i>2004R</i>	<i>2005R</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>
Clientèle résidentielle	6	230	481	765	1 066	1 307	1 549	1 791
Diagnostic résidentiel	0	109	190	267	335	399	457	511
Novoclimat	2	6	17	39	76	78	79	81
ÉGM	2	9	15	38	66	103	149	197
Ménages à budget modeste	2	6	13	21	29	37	45	53
Rénovation - logements communautaires et privés	0	0	0	0	7	21	39	60
Rénovation - logements sociaux	0	0	0	2	7	12	17	22
Mieux consommer - résidentiel	0	100	246	394	536	644	750	852
Réseaux autonomes	0	0	0	4	9	13	13	14
Clientèle affaires	0	32	121	251	442	684	952	1 272
Appui aux initiatives - Optimisation énergétique des bâtiments	0	14	49	112	203	314	433	586
Appui aux initiatives - Systèmes industriels	0	16	56	98	140	188	236	277
Mieux consommer - affaires	0	3	15	41	98	181	280	405
Réseaux autonomes	0	0	0	0	1	2	3	3
Clientèle GE	0	24	169	358	528	646	1 161	1 375
PIIGE	0	19	129	283	424	518	608	698
PADIGE	0	3	20	30	39	48	58	67
PIBGE	0	1	19	45	65	80	96	111
PAMUGE	0	0	0	0	0	0	400	500
Tronc commun ⁽²⁾	0	0	0	0	0	38	112	221
Total ⁽³⁾	6	286	770	1 375	2 035	2 675	3 773	4 659

Source : Pièce B-1-HQD-15, document 1, annexe A, page 8, tableau A1-3

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel

⁽²⁾ De l'ensemble des activités du Tronc commun, seule la Réglementation a un impact énergétique.

⁽³⁾ Le total peut différer de la somme des données pour cause d'arrondissements.

Par rapport à l'objectif de l'an dernier prévu dans le cadre du dossier R-3584-2005, l'objectif d'efficacité énergétique du Distributeur augmente de 20 % à l'horizon 2007. **La Régie en prend acte et constate que les objectifs du Distributeur, tant à l'horizon 2007 que 2010, sont cohérents avec ses orientations passées et la nouvelle Stratégie énergétique du Québec.**

8.3 ASPECTS BUDGÉTAIRES, RENTABILITÉ ET IMPACT TARIFAIRE

Les dépenses de 152 M\$ associées au PGEÉ 2006 représentent 89 % du budget de 170 M\$ approuvé dans le dossier R-3584-2005¹⁰⁵.

¹⁰⁵ Dépenses anticipées au 31 octobre 2006.

L'élaboration, la mise en place et la réalisation du PGEÉ nécessitent des investissements totaux de 245 M\$ pour le Distributeur en 2007. Cette somme, qui inclut un budget de plus de 19 M\$ pour les programmes destinés aux ménages à faible revenu, est en hausse de 41 % par rapport au budget prévu pour la même période dans le dossier R-3584-2005.

Malgré cette hausse imprévue, la Régie juge adéquates les justifications apportées. **Dans ce contexte, et en tenant compte des réserves exprimées dans les sections suivantes quant aux programmes et aux activités, la Régie autorise le budget de 245 M\$ demandé pour 2007.**

Le Distributeur prévoit des investissements de 1 333 M\$ pour le PGEÉ 2003-2010. Le tableau suivant présente les investissements annuels prévus pour cette période.

TABLEAU 21
BUDGET D'INVESTISSEMENT ANNUEL DU PGEÉ

(en M\$)	2003R ⁽¹⁻²⁾	2004R	2005R	2006R ⁽³⁾	2007	2008	2009	2010
Clientèle résidentielle	4	19	36	49	105	92	100	107
Clientèle affaires	3	9	27	49	60	68	70	82
Clientèle GE	0	2	13	27	25	20	24	38
Réseaux autonomes	-	-	-	-	1	1	0	0
Tronc commun ⁽⁴⁾	2	9	13	27	26	27	28	29
FEC	-	-	-	-	9	8	8	9
Contingence	-	-	-	0	19	18	19	23
Total global ⁽⁵⁾	11	40	89	152	245	234	250	288
Total cumulatif ⁽⁶⁾	11	51	140	316	561	795	1 045	1 333

Sources : Pièce B-1-HQD-15, document 1, annexe A, page 6, tableau A1.1; pièce B-47-HQD-18, document 5, page 2

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel

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

⁽³⁾ Pour 2006, les résultats sont anticipés au 31 octobre et il n'y est pas spécifiquement fait mention des budgets associés aux Réseaux autonomes, qui sont inclus dans les autres Clientèles.

⁽⁴⁾ Le Tronc commun inclut, pour 2006, les frais d'emprunt capitalisés.

⁽⁵⁾ Le total peut différer de la somme des données pour cause d'arrondissements.

⁽⁶⁾ Le total cumulatif est basé, à partir de 2006, sur les projections initiales du Distributeur.

La contingence prévue pour 2007 correspond à 7,7 % du budget total, ce qui est conforme au taux autorisé par la Régie pour 2006¹⁰⁶. **La Régie l'autorise donc pour 2007.**

¹⁰⁶ Soit 18,9 M\$ ÷ 245 M\$; décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006, page 9.

Le PGEÉ permet d'économiser de l'électricité à un coût inférieur à celui de la fourniture additionnelle qui serait autrement requise en tenant compte des tarifs en vigueur depuis le 1^{er} avril 2006 et de la valeur des coûts évités approuvée par la Régie dans la décision D-2004-96¹⁰⁷, mise à jour pour l'année 2007. Selon le test du coût total en ressources (TCTR), le PGEÉ dégage une rentabilité globale de 1 598 M\$ actualisés de 2007. Le test du participant (TP) indique, pour sa part, un surplus de 1 306 M\$ actualisés de 2007 si on compare l'investissement requis des participants à l'économie d'électricité que ces derniers réalisent sur leur facture.

Chacun des programmes du PGEÉ passe ces deux tests. À cet égard, et en lien avec une proposition d'OC, la Régie rappelle la possibilité que certains programmes ou activités spécifiques du PGEÉ ne dégagent pas une rentabilité très prononcée (par exemple, les programmes destinés à la clientèle à faible revenu), voire que ces programmes ne soient pas rentables en regard du TCTR (par exemple, un projet pilote), dans la mesure où le PGEÉ dans son ensemble est rentable sur la base du même test.

Bien que le test de neutralité tarifaire (TNT), désormais requis du Distributeur, ne puisse être utilisé comme critère d'inclusion des programmes, il est un indicateur utile de l'impact du PGEÉ sur les non-participants. Dans le cas présent, cet impact est positif.

L'impact tarifaire maximal du PGEÉ (2007-2010), observé en 2011, s'élève à 15,7 M\$, ce qui correspond à 0,18 % du revenu prévu du Distributeur pour 2006.

La Régie permet au Distributeur de comptabiliser l'ensemble des dépenses effectuées dans le cadre du budget 2007 du PGEÉ à même le compte de frais reportés créé à cette fin¹⁰⁸.

8.4 MODIFICATIONS AU PGEÉ

La Régie examine les modifications proposées par le Distributeur dans les sections qui suivent.

¹⁰⁷ Décision D-2004-96, dossier R-3519-2003, 13 mai 2004, page 19.

¹⁰⁸ 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.

8.4.1 Clientèle résidentielle

La Régie constate, après analyse des résultats passés, que les programmes résidentiels généraux du PGEÉ sont rodés et opérationnels. Les objectifs demeurent conformes aux projections des années précédentes et le Distributeur fournit les justifications nécessaires, en fonction des résultats obtenus ou des consultations réalisées, pour les modifications proposées.

C'est dans ce contexte que la Régie accueille favorablement les modifications proposées par le Distributeur aux paramètres, objectifs et budgets de ces programmes, en tenant compte des réserves qui suivent.

La Régie prend acte de l'intention du Distributeur de mettre à jour le potentiel technico-économique et, à cette fin, de tenir une séance de travail au plus tard au début de 2007. La mise à jour du potentiel doit permettre au Distributeur d'inclure, le cas échéant, de nouvelles mesures rentables au PGEÉ. **La Régie demande au Distributeur de faire état des résultats de cette séance dans le cadre de la demande de budget 2008 du PGEÉ.**

En ce qui a trait plus particulièrement à la clientèle des ménages à faible revenu, le Distributeur indique avoir mis en place plusieurs programmes au cours des dernières années. L'intensification des efforts en efficacité énergétique destinés à cette clientèle doit générer des économies d'énergie de l'ordre de 25 GWh en 2007.

Le Distributeur entend également se donner un plan d'action lui permettant de rejoindre un maximum de clients, dans un esprit de concertation et en privilégiant des solutions durables.

Ses principes directeurs à cet égard sont les suivants :

- agir auprès des plus démunis;
- agir là où les potentiels en efficacité énergétique sont importants;
- agir dans des secteurs où une intervention peut être rapide;
- agir en concertation avec des acteurs externes pour optimiser l'offre en créant un effet de synergie;
- offrir une aide financière calibrée de manière à couvrir 100 % du surcoût des mesures d'efficacité énergétique, puisque cette clientèle n'a pas la marge de manoeuvre financière nécessaire pour de tels investissements.

Une stratégie commerciale en efficacité énergétique doit également être développée, en collaboration avec les services de recouvrement du Distributeur et en concertation avec des groupes d'intérêt, afin de rejoindre spécifiquement la clientèle en difficulté de paiement.

Pour l'**ACEF de Québec**, il importe d'accélérer l'offre des ententes de paiement personnalisées prévues par le Distributeur, afin que le potentiel des 12 000 ententes soit atteint en trois ans plutôt qu'en six ou huit. L'intervenante suggère que la séance de travail prévue par le Distributeur pour développer des mesures d'aide destinées aux ménages à faible revenu implique la collaboration du gouvernement, celle des industries pétrolières et gazières, ainsi que celle des organismes œuvrant dans le secteur du logement social. L'ACEF de Québec propose également que cette séance porte sur les mesures de recouvrement, la politique d'interruption de service et l'accessibilité du service électrique pour les ménages faisant face à des difficultés de paiement, sans égard à leur niveau de revenu. **La Régie invite le Distributeur à considérer ces propositions dans l'établissement de sa stratégie commerciale et à faire état de cette stratégie lors de la demande de budget 2008 du PGEÉ.**

Selon l'ACEF de Québec, les mesures d'économie d'énergie doivent avant tout permettre de limiter l'impact des hausses tarifaires sur les ménages moins nantis, surtout lorsqu'elles sont supérieures à l'inflation. L'intervenante évalue à seulement 20 % la portion de la hausse tarifaire de 2007 épongée par les programmes du PGEÉ. **La Régie prend acte, à cet égard, de la volonté du Distributeur de poursuivre ses efforts pour soutenir les ménages à faible revenu et pour amoindrir l'impact des hausses tarifaires sur cette clientèle.**

De son côté, **OC** accueille favorablement l'augmentation des budgets associés aux programmes destinés aux ménages à faible revenu. Elle note que ces dépenses sont plus représentatives du nombre de ces ménages desservis par le Distributeur que par le passé. OC est cependant préoccupée par le manque apparent de mesures précises et de plans d'action pour mettre en œuvre les volets communautaire et privé du programme « Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu ». Elle souligne que le Distributeur prévoit dépenser près de 44 % du budget associé à ce programme pour le secteur social et communautaire. La portion restante est dédiée aux organismes sans but lucratif (OSBL) et au volet privé. Cette allocation des budgets entre les secteurs privé et communautaire semble injuste à OC, compte tenu du fait qu'au Québec, selon le Distributeur, environ 100 000 ménages à faible revenu résident dans des logements sociaux ou communautaires (logements publics, coopératives d'habitation et OSBL). Environ 400 000 ménages à faible revenu logent, pour leur part, dans le secteur privé. OC recommande qu'au moins 70 % du budget de ce programme, soit environ 6 M\$, soit alloué au volet privé.

Le Distributeur fait valoir que les budgets alloués en ce moment à la planification et la conception des différents volets du programme « Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu » ne sont pas distincts. Cette situation ne permet pas d'appliquer la recommandation d'OC à cet égard.

Dans ce contexte, la Régie autorise, pour 2007, le budget demandé par le Distributeur pour ce programme, ainsi que la répartition proposée entre les logements communautaires, privés et sociaux. La Régie invite cependant le Distributeur, dans l'établissement des budgets de mise en œuvre de ce programme, à tenir compte de la répartition des ménages entre les différents types de logements.

Par ailleurs, OC demande que le Distributeur offre aux ménages à faible revenu un programme complet et englobant, qui comprenne un volet portant sur l'enveloppe thermique du bâtiment ainsi qu'un volet portant sur les mesures légères, les électroménagers et les systèmes de chauffage.

Le Distributeur s'objecte à cette demande parce que, selon lui, les recommandations d'OC proviennent d'un mémoire pour lequel il n'y a pas eu de témoignage d'expertise, bien qu'il s'agisse d'un domaine très technique. Selon le Distributeur, plusieurs recommandations sont imprécises et n'ont pas fait l'objet du TCTR.

La Régie accueille donc favorablement, pour 2007, les programmes destinés à la clientèle des ménages à faible revenu et invite le Distributeur à les faire évoluer en tenant compte des réalités spécifiques de cette clientèle et en privilégiant si possible une approche d'intervention globale.

Enfin, OC suggère la formation d'un comité technique ayant pour mission d'étudier les questions liées à la livraison de programmes complets pour les ménages à faible revenu, dont, notamment la problématique des incitatifs partagés.

Le Distributeur se dit « *plutôt fermé* »¹⁰⁹ à ce qu'on lui impose un tel comité puisque, selon lui, la conception des programmes ne se fait pas en gestion participative. Il souligne que des mécanismes de consultation sont déjà en place à cette fin, qu'il s'agisse de la table permanente ou du groupe de travail. Il rappelle que la question des incitatifs partagés ne concerne pas uniquement le Distributeur, mais également des tiers, et que la complexité des négociations dépasse l'ampleur des dossiers déposés à la Régie et suppose une analyse plus globale.

¹⁰⁹ Pièce A-20-13-NS du 18 décembre 2006, page 74.

La Régie prend note de l'existence de mécanismes de consultation permettant aux intervenants de participer indirectement à l'élaboration des différents programmes du PGEÉ et refuse donc la demande d'OC à cet égard.

8.4.2 Clientèle affaires

Les programmes du PGEÉ destinés à la clientèle affaires apparaissent opérationnels. Leurs objectifs demeurent conformes aux projections des années précédentes et le Distributeur fournit les justifications nécessaires aux modifications proposées aux paramètres, objectifs et budgets de ces programmes, en fonction des résultats obtenus ou des consultations réalisées.

La Régie accueille donc favorablement ces modifications. Elle invite cependant le Distributeur à poursuivre ses efforts, de concert avec les partenaires de la clientèle affaires, afin de réduire les obstacles administratifs à la participation aux programmes, tel que mentionné dans les conclusions du rapport d'évaluation déposé dans le cadre du PGEÉ 2006.

Dans la décision D-2005-79¹¹⁰, la Régie demandait au Distributeur de présenter séparément les informations relatives aux participants de la clientèle commerciale et de la clientèle institutionnelle dans son tableau de suivi budgétaire et énergétique, pour les programmes destinés à la clientèle affaires. Or, la Régie et les intervenants constatent que le Distributeur ne présente pas distinctement ces résultats. La Régie désire s'assurer de la participation réelle de la clientèle institutionnelle. De l'avis des intervenants, cette dernière profite moins des programmes du PGEÉ que la clientèle commerciale. **La Régie réitère donc sa demande au Distributeur de présenter distinctement les résultats du PGEÉ par programme, pour la clientèle institutionnelle et pour la clientèle commerciale, dans le cadre des futures demandes de budget du PGEÉ.**

Outre ces résultats, la Régie demande au Distributeur de présenter, pour chacune de ces clientèles et dans le cadre des futures demandes de budget du PGEÉ, les économies d'énergie projetées ainsi que les budgets prévus. Cette distinction doit permettre à la Régie de mieux apprécier les efforts consentis ou prévus par le Distributeur pour rejoindre spécifiquement la clientèle institutionnelle.

¹¹⁰ Décision D-2005-79, dossier R-3552-2004, 6 mai 2005, page 35.

8.4.3 Clientèle grandes entreprises (GE)

PADIGE

La Régie autorise le Distributeur à hausser le plafond d'aide financière cumulée par site industriel de 25 000 \$ à 50 000 \$, tout en maintenant le maximum d'aide financière par analyse à 25 000 \$.

Compte tenu du fait qu'un potentiel de 68 % de la clientèle admissible n'a pas encore participé au programme¹¹¹, **la Régie demande au Distributeur d'accentuer les efforts de sensibilisation destinés à cette clientèle, de manière à en accroître le taux de participation.**

Par ailleurs, la Régie constate que les économies d'énergie prévues en 2007 demeurent identiques aux prévisions du dossier R-3584-2005 pour les deux volets du programme, malgré la hausse du plafond demandée.

PIIGE

La Régie autorise la hausse de 5,8 M\$ demandée par le Distributeur pour ce programme. Elle constate que cette augmentation des budgets est associée à une hausse de l'objectif d'économie d'énergie de 48 GWh, et que 4,8 M\$ doivent être attribués en aide financière supplémentaire pour des projets devancés.

PIBGE

Comme pour le PADIGE, **la Régie autorise le Distributeur à hausser le plafond d'aide financière cumulée de 25 000 \$ à 50 000 \$, tout en maintenant le maximum d'aide financière par analyse à 25 000 \$.**

Compte tenu du fait que, dans le cas présent, 79 % de la clientèle admissible n'a pas encore participé au programme¹¹², la Régie insiste encore sur la nécessité de sensibiliser cette clientèle afin d'augmenter le taux de participation au programme.

¹¹¹ Le taux de participation à ce programme est de 32 %.

¹¹² Le taux de participation à ce programme est de 21 %.

PAMUGE

La Régie accorde la hausse budgétaire de 0,5 M\$ demandée par le Distributeur pour des activités de développement et d'analyse liées à ce programme. Elle est d'avis que l'envergure des projets associés à ce programme justifie la hausse de budget demandée, dans la mesure où les objectifs du programme sont atteints. Cependant, la Régie comprend que les projets associés aux ententes signées en 2006 ne devraient s'implanter qu'à compter de 2009, et qu'aucune économie d'énergie n'est prévue en 2007.

8.4.4 Clientèle des réseaux autonomes

Dans la décision D-2006-56, la Régie considérait que les objectifs associés au PGEÉ en réseau autonome étaient ambitieux et elle était d'avis que les communautés locales devaient être activement impliquées dans le processus. Elle demandait donc au Distributeur d'identifier, dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, les différents partenaires impliqués pour chaque programme et dans chacun des réseaux autonomes¹¹³.

La Régie comprend de la preuve soumise par le Distributeur, que l'établissement des partenariats nécessaires à l'adaptation et à la mise en œuvre des programmes du PGEÉ en réseaux autonomes requiert plus d'efforts et de temps que prévu. Elle rappelle cependant au Distributeur l'importance de livrer ces programmes le plus rapidement possible, afin que la clientèle des réseaux autonomes bénéficie des mêmes avantages que celle du réseau intégré.

Dans la décision D-2006-56, la Régie demandait au Distributeur d'envisager une approche communautaire aux interventions destinées à la clientèle de ces réseaux, notamment aux Îles-de-la-Madeleine et dans la Haute-Mauricie, et de lui faire état de l'avancement ou des résultats de sa démarche lors de la demande de budget 2007 du PGEÉ. L'approche communautaire est déjà considérée et mise en pratique par le Distributeur pour certaines clientèles spécifiques du réseau intégré. La Régie considère qu'il y a lieu d'étendre plus intensément cette approche aux réseaux autonomes, pour lesquels elle est des plus opportunes. Toutefois, compte tenu du contexte et de l'état d'avancement du dossier, la Régie demande que les résultats de cette approche soient présentés lors de la demande de budget 2008 du PGEÉ.

Étant donné que l'adaptation du PGEÉ aux réseaux autonomes entraîne une bonification de l'aide financière accordée, la Régie demandait au Distributeur, dans la décision D-2006-56, d'élaborer, en vue d'un dépôt dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, un

¹¹³ Décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006, pages 16 et 17.

mécanisme précis de calcul de bonification qui tiendrait compte, entre autres, du coût évité pour chaque région¹¹⁴.

La Régie approuve, pour l'année en cours, les bonifications de l'aide financière des programmes destinés aux réseaux autonomes, bien que la justification de ces dernières soit surtout qualitative. Elle demande cependant au Distributeur de déposer, dans le cadre de la demande de budget 2008 du PGEÉ, un mécanisme de calcul quantitatif plus élaboré aux fins d'établissement de cette bonification. Ce mécanisme doit notamment tenir compte des coûts évités associés au prix du mazout et des coûts évités résultant de la tarification dissuasive appliquée au nord du 53^e parallèle, ainsi que de toute autre considération jugée à propos par le Distributeur.

8.4.5 Tronc commun

La Régie prend acte des activités du Tronc commun et elle approuve le budget qui y est associé.

8.5 COÛTS ÉVITÉS

Le Distributeur procède à la mise à jour des coûts évités pour le réseau intégré et retient, pour l'énergie, un coût de 8,3 ¢/kWh pour l'année 2007 et une croissance à l'inflation pour les années suivantes. Il affirme que ce coût est basé sur la valeur économique des contrats de long terme signés pour de l'énergie éolienne et sur le prix associé au contrat d'équilibrage.

La structure proposée par le Distributeur relative au coût évité en énergie, à compter de 2007, implique une différenciation de 1 ¢/kWh entre les heures en pointe et les heures hors pointe.

Le signal retenu pour la puissance d'hiver est de 10 \$/kW-hiver (\$ de 2006) pour l'année 2007, auquel s'ajoute une croissance à l'inflation pour les années suivantes, ce qui correspond au prix d'achat de puissance pour la pointe 2005-2006.

La Régie accepte la mise à jour des coûts évités de fourniture-transport, ainsi que celle des coûts de distribution (coût annuel d'usage) à 12,83 \$/kW-an et de transport de la charge locale (coût annuel d'usage) à 35,50 \$/kW-an. La Régie accepte également le niveau des coûts évités proposé par le Distributeur pour les réseaux autonomes,

¹¹⁴ Décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006, page 17.

suivant l'hypothèse que la progression du niveau des coûts évités en réseaux autonomes est due au prix des combustibles.

La Régie demande au Distributeur de présenter, lors de chacune de ses futures demandes d'approbation de budget annuel, ou lors du dépôt de tout nouveau PGEÉ, toute variation importante des principales composantes du coût évité, ainsi que l'impact des changements apportés à la méthodologie et au niveau des coûts évités, pour le réseau intégré et pour les réseaux autonomes.

8.6 SUIVI ET ÉVALUATION

La Régie prend acte de l'état d'avancement de l'évaluation des programmes. Bien que celui-ci soit succinct, le Distributeur s'est basé sur les résultats de ses programmes pour ajuster ses paramètres d'intervention.

Le Distributeur devra déposer dans sa demande de budget 2008 du PGEÉ, les premiers rapports d'évaluation des programmes, incluant les résultats du mesurage disponibles et les sondages relatifs à la satisfaction de la clientèle prévus au plan d'évaluation déposé.

8.7 SUIVI DES DÉCISIONS ANTÉRIEURES

La Régie est satisfaite du suivi effectué par le Distributeur quant aux décisions antérieures ayant trait aux modalités des programmes et à leur présentation.

De façon plus spécifique, la Régie prend acte de l'intégration de la géothermie aux programmes du PGEÉ axés sur la performance plutôt qu'à ceux axés sur les produits. Elle note également la bonification envisagée par le Distributeur pour l'intégration de la géothermie aux programmes du secteur résidentiel, sous forme d'une « *prime géothermie* »¹¹⁵.

La Régie prend également acte des rapports déposés dans le cadre du présent dossier en matière de financement de l'efficacité énergétique. Compte tenu des courts délais d'analyse dévolus à ces études, **la Régie invite le Distributeur à poursuivre l'analyse de ces rapports en vue d'en intégrer, dès 2007, les conclusions aux programmes du PGEÉ.**

¹¹⁵ Pièce B-1-HQD-15, document 1, page 62.

Elle demande également au Distributeur de rendre compte de cette analyse et de l'application des conclusions de ces rapports à ses programmes dès la demande de budget 2008 du PGEÉ.

9. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR POUR 2006

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 22
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS RÉGLEMENTÉS 2007

Catégories (en M\$)	Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73	Autorisation spécifique Projets majeurs > 10M\$		Demande d'autorisation Autres investissements < 10 M\$			Grand Total
		Déjà autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs	0,0	9,3	4,4	317,6	24,2	341,8	355,5
Réseau de distribution				153,8	3,8	157,6	157,6
Centrales de production			1,4		14,6	14,6	16,0
Réseau de transport					4,1	4,1	4,1
Mesurage et relève			3,0	26,1		26,1	29,1
Bâtiments administratifs		9,3		33,9		33,9	43,2
Matériel roulant				41,0	1,1	42,1	42,1
Autres-soutien				62,8	0,6	63,4	63,4
Amélioration de la qualité	0,0	41,5	3,0	14,7	0,0	14,7	59,2
Croissance de la demande	0,0	0,0	1,0	249,8	10,0	259,8	260,8
Respect des exigences	15,8	0,0	0,0	37,9	0,5	38,4	54,2
Total	15,8	50,8	8,4	620,0	34,7	654,7	729,7

Source : Pièce B-1-HQD-14, document 1, page 5

Les investissements de moins de 10 M\$ totalisent 654,7 M\$ et représentent une augmentation de 75,2 M\$, soit 13 % de plus que l'autorisation donnée en 2006. À cette somme 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 2007 s'élève alors à 729,7 M\$.

L'augmentation de 75,2 M\$ est essentiellement due aux investissements de la catégorie « Maintien des actifs ». En effet, cette dernière croît de 99 M\$, mais toutes les autres catégories diminuent, y compris la catégorie « Croissance de la demande ». Près de la moitié des investissements demandés pour le « Maintien des actifs » sont reliés aux « Bâtiments administratifs », « Matériel roulant » et « Autres actifs de soutien ». La Régie remarque que la méthodologie proposée par le Distributeur, qui sera abordée plus loin, ne traite pas de la croissance de ces sous-catégories.

La Régie autorise les investissements de moins de 10 M\$ pour un montant de 654,7 M\$ tel que proposé par le Distributeur.

Méthodologie proposée pour évaluer les besoins d'investissement en pérennité

Lors de la présente demande d'autorisation, le Distributeur propose la méthodologie qu'il entend utiliser à l'avenir pour déterminer le niveau des investissements requis pour le maintien du réseau de distribution.

Il ressort que c'est surtout au niveau du réseau aérien que les implications sont les plus importantes. Pour le réseau souterrain, le Distributeur indique que la façon de faire actuelle donne des résultats satisfaisants, et que cela ne devrait pas changer avec l'utilisation de la nouvelle méthode.

Cette méthodologie présente l'utilisation du poteau comme indicateur de l'état du réseau, puisque ce dernier a l'avantage de permettre une approche statistique. Ce choix est logique puisque le poteau est à la base de la ligne de distribution et supporte l'ensemble des équipements nécessaires à la distribution de l'électricité sur le territoire du Distributeur.

Les avantages de cette méthodologie sont nombreux. En effet, elle permet de systématiser la préparation et la présentation des budgets d'investissement car elle tient compte de l'effet sur la pérennité des investissements dans les autres catégories d'investissement (Maintien, Amélioration, Croissance, Respect).

La Régie considère que la méthodologie proposée pour évaluer les besoins d'investissement en pérennité constitue un bon point de départ, mais des améliorations doivent y être apportées. Elle demande au Distributeur de poursuivre son développement, compte tenu de l'augmentation substantielle des investissements en pérennité que son application laisse entrevoir. La Régie invite le Distributeur à se pencher sur le choix des paramètres déterminants, en particulier la période acceptable de renouvellement des actifs, qui a un impact majeur sur les décisions d'investissement.

La Régie demande également 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. Toutefois, ce dernier devra contribuer à quantifier le risque de ne pas faire les investissements requis. La Régie demande également d'incorporer les causes de dégradation de l'indicateur retenu à la méthodologie afin d'être en mesure d'apprécier les résultats des investissements consentis sur chacune des variables impliquées.

Enfin, tel que souligné plus haut, cette méthodologie est muette sur les investissements en « Maintien des actifs » autres que ceux du réseau, soit pour les sous-catégories « Bâtiments administratif », « Matériel roulant » et « Autres actifs de soutien ». Ces investissements comptent pour près de la moitié des investissements requis de cette année, et la méthodologie dans sa version actuelle ne permet pas d'expliquer ces besoins. La Régie demande donc au Distributeur de proposer une variante ou une autre méthode qui permettra de mieux prendre en compte les investissements en « Maintien des actifs » hors réseau.

10. SUIVIS

Données à présenter dans le rapport annuel à la Régie

En vertu de la présente décision, les informations additionnelles suivantes devront dorénavant être présentées dans le rapport annuel :

- présenter et expliquer l'écart entre les montants réels des transactions réalisées pour se protéger contre le risque pour l'ensemble des approvisionnements de base dont les quantités et les prix sont fermes et les montants présentés dans le dossier tarifaire (section 4.3);

- présenter et expliquer l'écart entre le coût de la dette réel et celui du dossier tarifaire selon le format présenté dans le présent dossier¹¹⁶. L'explication de l'écart doit inclure l'effet des taux de change, l'effet des taux d'intérêt et l'effet dû au volume et à la composition de la dette (section 4.5.3).

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE, en partie, la demande du Distributeur;

APPROUVE les modifications et ajouts apportés à la méthode de répartition des coûts soumise à la pièce B-1-HQD-12, document 1;

APPROUVE les modifications et ajouts apportés au principe réglementaire du compte de *pass-on* et demande exceptionnellement pour cette année, d'utiliser les données neuf mois réels et trois mois projetés dans l'établissement de ce compte;

AUTORISE le Distributeur à verser dans un compte de frais reportés le montant des frais de transport 2005 et 2006, et à amortir un montant de 70 M\$ dès 2007;

DEMANDE au Distributeur d'intégrer, à partir du dossier tarifaire 2008, une estimation de la provision du coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin;

AUTORISE les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité de moins de 10 M\$ pour l'année 2007 et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi, et ce, jusqu'à concurrence de 654,7 M\$;

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 2007, les revenus requis pour l'année témoin 2007, la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2007, et ce, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **6 mars 2007, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

¹¹⁶ Pièce B-1-HQD-10, document 1, page 28, tableau 5.

AUTORISE un taux de rendement de 7,79 % sur la base de tarification 2007 du Distributeur, incluant un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,57 % et un coût de la dette à 7,90 %;

PERMET l'utilisation d'un coût du capital prospectif de 6,46 %;

DEMANDE au Distributeur de modifier les structures tarifaires, telles qu'établies dans la présente décision;

MODIFIE les Tarifs et conditions du Distributeur conformément au texte proposé à la pièce B-1-HQD-12, document 6;

MODIFIE les Conditions de service d'électricité conformément au texte proposé à la pièce B-1-HQD-12, document 2, annexe C;

APPROUVE l'introduction sur trois ans, à compter d'avril 2008, d'une majoration de la prime de puissance au tarif G-9;

APPROUVE les modifications proposées aux modalités relatives au rodage de nouveaux équipements au tarif L;

APPROUVE la fermeture de l'accès au tarif d'éclairage Sentinelle;

APPROUVE le retrait des options d'assurance tarifaire et de paiement en dollars américains;

DEMANDE au Distributeur de déposer, au plus tard le **6 mars 2007, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, et ce, sous le format de la pièce B-1-HQD-12, document 4;

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour les Tarifs et conditions du Distributeur et de déposer ce document dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard 30 jours après l'approbation de la nouvelle grille tarifaire;

ACCUEILLE les modifications au PGEÉ du Distributeur, sous réserve des demandes exprimées dans la décision;

APPROUVE le budget 2007 du PGEÉ de 245 M\$;

PERMET au Distributeur de comptabiliser, à même le compte de frais reportés créé par la Régie dans la décision D-2002-25 et dont la période d'amortissement a été modifiée dans la décision D-2006-56, l'ensemble des dépenses effectuées dans le cadre du budget 2007 du PGEÉ;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés.

Jean-Paul Théorêt
Régisseur

Richard Lassonde
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

REPRÉSENTANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau et M. Richard Dagenais;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Serge Cormier;
- Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCEG) représentée par M. Denis Tanguay;
- Corporation des entreprises en traitement de l'air et du froid, Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (CETAF/SÉ/AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Association des stations de ski du Québec (FCEI/ASSQ) représenté par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Kateri Beaulne-Bélisle;
- 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 Gertler;
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

ANNEXE

Annexe (3 pages)

J.-P. T. _____

F. T. _____

R. L. _____

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. Proposer, en séance de travail au printemps 2007, des solutions en ce qui a trait à la protection de la clientèle contre les fluctuations importantes du compte de *pass-on*, plus particulièrement celles dues aux aléas climatiques. Expliquer davantage les raisons qui empêchent la distinction entre les aléas de la demande et les aléas climatiques à l'intérieur du compte de *pass-on* et faire rapport des résultats (section 2.1).
2. Intégrer, à partir du prochain dossier tarifaire, son estimation de la provision du coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin (section 2.2).
3. Déposer un suivi de l'implantation de la facturation de la consommation d'électricité des entités affiliées (section 2.4).
4. Faire rapport des divers moyens mis en œuvre pour améliorer la sécurité au travail (section 3.1.2).
5. Limiter l'analyse de l'évolution moyenne annuelle de tous les indicateurs d'efficience interne à une période mobile de cinq ans. Comparer et expliquer les écarts entre l'évolution quinquennale de ces indicateurs et leur croissance annuelle (section 3.2.1).
6. Présenter les résultats des indicateurs de qualité de service pour une période mobile de cinq ans (section 3.2.2).
7. Déposer un calendrier multiannuel de réalisation des exercices de balisage de charges de services partagés par domaine d'activité (section 3.3.3).
8. Présenter en séance de travail, avant le dépôt du prochain dossier tarifaire, un plan intégré d'amélioration de l'efficience et un échéancier multiannuel d'implantation (section 4.5.1).

9. Fournir le détail du coût de la livraison 3 du projet SIC et les explications des écarts par rapport aux coûts autorisés dans la décision D-2002-280 (section 4.7).
10. Soumettre une proposition sur la possibilité de raccourcir la période d'amortissement maximale des actifs classés sous la rubrique intitulée « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels » et indiquer les impacts sur le revenu requis, le cas échéant, d'une telle modification (section 4.7).
11. Fournir une analyse faisant plus précisément l'adéquation entre les montants autorisés des investissements et les mises en exploitation incluses dans la base de tarification, notamment pour les investissements inférieurs à 10 M\$ (en bloc) (section 4.7).
12. Présenter une proposition de méthode de répartition des coûts du PGEÉ (section 5.2.5).
13. Entendre les participants sur la meilleure façon de refléter la causalité des coûts de transport du Distributeur et sur l'opportunité d'appliquer la méthode de répartition des coûts du Transporteur retenue dans le scénario alternatif (section 5.3).
14. Se pencher sur la question de la répartition des coûts du compte de *pass-on*, lors de séances de travail, et présenter une proposition (section 5.4).
15. Déposer un rapport d'étape sur les structures tarifaires incluant les points suivants :
 - la vigie sur les structures tarifaires adaptées pour refléter les coûts marginaux de long terme (incluant les compteurs avancés);
 - la liste des modifications qui pourraient être applicables au contexte québécois;
 - la stratégie de réforme tarifaire et le plan d'implantation (section 6.2).
16. Mettre à jour le potentiel technico-économique du PGEÉ, tenir à cette fin une séance de travail, au plus tard au début de 2007 et faire état des résultats de cette séance lors de la demande de budget 2008 (section 8.4.1).
17. Considérer les propositions de l'ACEF de Québec dans l'établissement de la stratégie commerciale en efficacité énergétique qui doit être développée pour rejoindre spécifiquement la clientèle en difficulté de paiement (section 8.4.1).
18. Présenter distinctement pour la clientèle institutionnelle et pour la clientèle commerciale :
 - les résultats du PGEÉ, par programme;
 - les économies d'énergie projetées ainsi que les budgets prévus (section 8.4.2).

19. Déposer un mécanisme de calcul quantitatif plus élaboré aux fins d'établissement des bonifications de l'aide financière des programmes destinés aux réseaux autonomes (section 8.4.4).
20. Présenter toute variation importante des principales composantes du coût évité, ainsi que l'impact des changements apportés à la méthodologie et au niveau des coûts évités, pour le réseau intégré et pour les réseaux autonomes (section 8.5).
21. Déposer, lors de la demande de budget 2008, les premiers rapports d'évaluation des programmes (section 8.6).
22. Poursuivre le développement de la méthodologie proposée pour évaluer les besoins d'investissements en pérennité en considérant les éléments mentionnés dans la décision (section 9).