

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-022

R-3708-2009

4 mars 2010

PRÉSENTS :

Michel Hardy
Louise Pelletier
Lise Duquette
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision

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

SOMMAIRE

La décision D-2010-022 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 2010.

Lors du dépôt de sa requête au mois d'août 2009, le Distributeur demandait à la Régie d'accepter une hausse tarifaire uniforme de 0,2 %. À la suite des mises à jour du taux de rendement sur l'avoir propre et du taux moyen du coût en capital prospectif, basées sur la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2010, le Distributeur demande à la Régie d'augmenter son revenu requis de 25 M\$. Ainsi, la hausse tarifaire demandée pour l'année 2010 passe à 0,5 %.

Le présent dossier tarifaire est caractérisé notamment par un contexte économique très particulier qui cause des impacts majeurs sur l'ensemble des activités du Distributeur dont, entre autres, une baisse des ventes prévues de 4,4 TWh par rapport au dossier tarifaire 2009. Cela résulte en une perte de revenus importante, une augmentation des surplus d'approvisionnement qui totaliseront près de 10 TWh en 2010 et une baisse importante des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

Le Distributeur demande, entre autres, une hausse de 72,8 M\$ (5,8 %) des charges d'exploitation. N'eut été du rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale, évalué à 28,3 M\$, les charges d'exploitation auraient été en hausse de 44,5 M\$ (3,5 %) en 2010.

Par ailleurs, la demande tarifaire prend en compte l'impact financier de 245,5 M\$ du remplacement de la méthode d'amortissement dont le Distributeur demandait l'autorisation dans un dossier distinct. Ce remplacement a été autorisé par la Régie le 26 février 2010 dans sa décision D-2010-020.

Hausse tarifaire autorisée

La Régie permet la récupération tarifaire d'un revenu requis de 10 334,3 M\$ au lieu du 10 345,0 M\$ demandé. La diminution de 10,7 M\$ résulte notamment d'un ajustement des charges d'exploitation de 6,9 M\$.

Elle autorise une hausse uniforme des tarifs de distribution de 0,4 % et estime que cette hausse représente une augmentation de 0,43 \$ par mois pour un client résidentiel moyen.

Performance du Distributeur

La Régie examine la performance globale du Distributeur depuis plusieurs années au moyen de balisages interne et externe. En raison des résultats obtenus et alors que l'implantation du système d'information clientèle est désormais terminée, la Régie s'attend à une amélioration de la performance du Distributeur.

Investissements

La Régie autorise des investissements jusqu'à concurrence de 702,1 M\$. Ces investissements s'ajoutent à des projets déjà autorisés. Au total, les investissements du Distributeur en 2010 se chiffrent à 841,7 M\$ et visent principalement l'entretien et l'amélioration du réseau.

Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)

La Régie autorise un budget de 249,0 M\$ pour la réalisation du PGEÉ en 2010. De ce montant, 81,0 M\$ sont destinés à la clientèle résidentielle.

Le contexte économique difficile de 2009 a eu un impact important sur les résultats du PGEÉ. Les économies d'énergie cumulées prévues en 2010 s'élèvent à 4,6 TWh, alors que le Distributeur en prévoyait 5,0 TWh.

Malgré cette diminution conjoncturelle, le Distributeur se dit confiant d'atteindre la cible de 11 TWh à l'horizon 2015. La Régie approuve les programmes d'efficacité énergétique du Distributeur. Elle lui demande de développer un plan d'action en faveur de la géothermie ainsi qu'un programme commercial pour la bi-énergie.

Tarifs et Conditions

Le Distributeur propose différentes modifications aux *Conditions de service d'électricité*, notamment quant aux mesures visant à limiter les mauvaises créances.

La Régie autorise, entre autres, le Distributeur à requérir un dépôt pour tout nouvel abonnement de grande puissance et les chantiers de construction. La Régie établit aussi les délais pour une demande de dépôt et pour un avis de retard dans le cas d'un abonnement d'usage autre que domestique.

Elle autorise également les modifications tarifaires demandées par le Distributeur.

Intervenants :

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

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	11
INTRODUCTION.....	13
1. ALLÈGEMENT DU PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE	14
1.1 Pistes liées au processus réglementaire.....	15
1.2 Pistes liées à la forme de la demande tarifaire.....	19
1.3 Pistes jugées prématurées	20
1.4 Pistes suggérées par les intervenants.....	20
2. PRÉVISION DES VENTES, PARAMÈTRES FINANCIERS ET COÛTS ÉVITÉS	22
2.1 Prévision des ventes	22
2.2 Paramètres financiers	24
2.3 Coûts évités.....	30
3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES.....	36
3.1 Conventions, méthodes et pratiques comptables	36
3.2 Modalités du compte de frais reportés pour les coûts de combustible	38
3.3 Mécanisme de récupération des charges de mauvaises créances des grandes entreprises	40
3.4 Compte de frais reportés relatif au tarif de maintien de la charge.....	42
3.5 Modalités de disposition des comptes de frais reportés autorisés dans les projets autorisés de 10 M\$ et plus	45
4. APPROVISIONNEMENTS.....	47
4.1 Achats d'électricité.....	47
4.2 Solde du compte de <i>pass-on</i>	48
4.3 Indicateurs de suivi pour l'année 2008	49
4.4 Coût de suspension des livraisons de la centrale de TCE.....	50
4.5 Gestion des risques.....	52
4.6 Conventions d'énergie différée	53
5. SERVICE DE TRANSPORT	54
6. COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE	56
6.1 Charges d'exploitation	56
6.2 Autres charges	73
6.3 Coût du capital.....	78

7.	EFFICIENCE ET PERFORMANCE	78
7.1	Balisage interne du Distributeur.....	78
7.2	Balisage externe	81
7.3	Efficienc e des fournisseurs internes du Distributeur.....	84
7.4	Efficienc e du groupe ressources humaines et services partagés	84
7.5	Efficienc e du groupe technologie.....	85
8.	BASE DE TARIFICATION	85
9.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2010.....	90
10.	PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE – BUDGET 2010.....	91
10.1	Ajustements des objectifs d'économie d'énergie 2003-2010	92
10.2	Demande budgétaire 2010.....	94
10.3	Comparaison des résultats aux objectifs et ajustements des dépenses 2008 et 2009	96
10.4	Modifications proposées aux programmes.....	99
10.5	Rentabilité des programmes et impact tarifaire.....	104
10.6	Stratégie relative à la bi-énergie	107
11.	REVENU REQUIS	109
12.	REVENUS GÉNÉRÉS PAR LES VENTES ET AUTRES REVENUS.....	111
12.1	Revenus autres que ventes d'électricité	111
12.2	Code de conduite - consommation électrique des entités affiliées.....	112
13.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	114
13.1	Méthode de répartition des coûts d'approvisionnement en électricité postpatrimonia le	114
13.2	Méthode de répartition des coûts de l'Agence de l'efficacité énergétique.....	120
13.3	Méthodes de répartition du coût de service	120
14.	MODIFICATIONS AUX <i>CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ</i>.....	120
14.1	Dépôts et garanties de paiement pour la grande puissance et les chantiers de construction.....	121
14.2	Avis de retard et avis d'interruption.....	123
14.3	Taux applicable aux frais d'administration	126
14.4	Précisions en matière de rétrofacturation.....	126
14.5	Mode de versements égaux	127

15. TARIFS DE DISTRIBUTION.....	128
15.1 Tarifs domestiques	128
15.2 Tarifs généraux.....	132
15.3 Suivi du projet tarifaire Heure Juste.....	134
16. MODIFICATIONS TARIFAIRES	136
16.1 Modalités de l'option d'électricité additionnelle.....	136
16.2 Diminution exceptionnelle de la puissance souscrite au tarif L (décret 754-2009).....	137
16.3 Fabrication et conservation de la glace au nord du 53° parallèle	137
16.4 Modalités tarifaires du tarif GD	139
16.5 Modifications apportées au texte des <i>Tarifs et conditions du distributeur</i>	140
17. STRATÉGIE TARIFAIRE.....	140
18. HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE	142
DISPOSITIF	144
ANNEXE	149

LEXIQUE

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

1QC (First Quartile Consulting);
ATPC (Actif au titre de prestations constituées);
BCUC (British Columbia Utilities Commission);
CPN (Comité sur les problèmes nouveaux);
CSP (Centre de services partagés);
DAM (*Day Ahead Market*);
ETC (équivalent temps complet);
Gaz Métro (Société en commandite Gaz Métropolitain);
GE (grandes entreprises);
GWh (gigawattheure 10^9 ou 1 000 000 000 Wh);
ICCA (Institut canadien des comptables agréés);
IDÉE (initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation);
k (millier);
kW (kilowatt);
kWh (kilowattheure 10^3 ou 1 000 Wh);
LTÉ (Laboratoire des technologies de l'énergie);
M (million);
MDDEP (ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs);
MELS (ministère de l'Éducation, du Loisir et du Sport);
MFR (ménages à faible revenu);
MVE (mode de versements égaux);
MW (mégawatt);
MWh (mégawattheure 10^6 ou 1 000 000 Wh);
Normes internationales IFRS (*International Financial Reporting Standards*);
NYISO (*New York Independant System Operator*);

PADIGE (programme d'analyse et de démonstration industrielle – grandes entreprises);
PAMUGE (programme d'amélioration majeure d'usine – grandes entreprises);
PCGR (principes comptables généralement reconnus);
PDG (président-directeur général);
PEEÉNT (Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies);
PFM (puissance à facturer minimale);
PGEEÉ (Plan global en efficacité énergétique);
PME (petite et moyenne entreprise);
PIBGE (programme d'initiatives des bâtiments – grandes entreprises);
PIIGE (programme d'initiatives industrielles – grandes entreprises);
PISTE (projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces);
PUEÉRA (programmes d'utilisation efficace de l'énergie pour les réseaux autonomes);
RHSP (ressources humaines et services partagés);
SALC (Services à la clientèle);
SIC (système d'information clientèle);
SIG (système d'information géographique);
TAÉ (tout à l'électricité);
TCE (TransCanada Energy Ltd);
TCTR (test du coût total en ressources);
TDT (tarification différenciée dans le temps);
TWh (térawattheure 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh);
WTI (*West Texas Intermediate*).

INTRODUCTION

[1] Le 30 juillet 2009, le Distributeur dépose à la Régie une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2010-2011, débutant le 1^{er} avril 2010.

[2] Le 20 août 2009, la Régie rend sa décision procédurale dans laquelle elle invite toute personne désirant participer à l'audience à intervenir¹. Elle demande au Distributeur de faire publier un avis à cet effet le 22 août 2009. Elle détermine également les principaux enjeux du présent dossier.

[3] La Régie accorde le statut d'intervenant à treize intéressés et précise les enjeux à débattre dans le cadre de la présente audience².

[4] L'audience, incluant les plaidoiries, a lieu du 7 au 17 décembre 2009. La Régie prend le dossier en délibéré à l'issue de cette audience, sous réserve des questions qu'elle pourrait juger nécessaires de poser relativement à la plaidoirie du procureur du Distributeur sur les dépôts. Le 13 janvier 2010, elle informe le Distributeur et les intervenants qu'elle ne juge pas nécessaire d'obtenir de précisions supplémentaires à cet égard et, qu'en conséquence, l'ensemble du dossier est, à partir de ce moment, pris en délibéré.

[5] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2010-2011.

Contexte particulier de la demande

[6] Lors du dépôt de son dossier, pour l'année tarifaire 2010, le Distributeur demande une hausse tarifaire de 0,2 %. Cette hausse est en partie basée sur un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,138 %, établi selon les prévisions du *Consensus Forecasts* de mai 2009. Conformément à la pratique réglementaire établie, le taux de rendement sur l'avoir propre ainsi que les taux qui en découlent sont révisés selon les données du *Consensus Forecasts* de janvier 2010. Le taux de rendement sur l'avoir propre ainsi révisé

¹ Décision D-2009-106, dossier R-3708-2009.

² Décision D-2009-117, dossier R-3708-2009.

s'établit à 7,849 %. Cette révision a pour effet d'augmenter le revenu requis de 25 M\$ et la hausse tarifaire demandée, sans autre modification, passe à 0,5 %.

[7] Le présent dossier tarifaire est caractérisé notamment par un contexte économique très particulier qui cause des impacts majeurs sur l'ensemble des activités du Distributeur dont, entre autres, une baisse des ventes prévues de 4,4 TWh par rapport au dossier tarifaire 2009. Cela résulte en une perte de revenus importante, une augmentation des surplus d'approvisionnement qui totaliseront près de 10 TWh en 2010 et une baisse importante des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

[8] Le Distributeur poursuivra, en 2010, la mise en oeuvre de son plan intégré d'amélioration de l'efficacité pour ses coûts de distribution et SALC. Quant aux charges d'exploitation, la hausse demandée de 5,8 % s'explique principalement par des charges de mauvaises créances accrues de 32,6 M\$, dont 28,3 M\$ liées à la conjoncture économique.

[9] Le Distributeur, conjointement avec le Transporteur, ont soumis dans un dossier distinct, une proposition visant le remplacement de la méthode d'amortissement à intérêts composés par la méthode d'amortissement linéaire. Le Distributeur intègre l'impact du changement de méthode sur son revenu requis, soit un montant de 245,5 M\$. Cette proposition s'inscrit dans la vision pluriannuelle de stabilité tarifaire présentée dans le cadre du dossier tarifaire 2009.

[10] Pour les prochaines années, le Distributeur prévoit des hausses de 1,5 % en 2011 et de 2,5 % en 2012, pour une hausse moyenne de l'ordre de 1,4 % sur la période 2010-2012.

1. ALLÈGEMENT DU PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE

[11] Dans sa décision D-2009-016³, la Régie autorisait la mise en place d'un groupe de travail, proposé par le Distributeur, afin de revoir le processus de traitement des dossiers tarifaires.

³ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008.

[12] Le Distributeur présente, dans le cadre du dossier actuel, sa stratégie d'implantation de mesures d'allégement réglementaire.

[13] Le Distributeur vise trois objectifs prioritaires, soit améliorer l'efficacité du processus d'examen du dossier tarifaire, notamment en réduisant le temps de préparation et d'examen ainsi que les coûts, favoriser un traitement adéquat et efficace des éléments nouveaux et maintenir, voire améliorer, la qualité de l'information nécessaire à la prise de décision.

1.1 PISTES LIÉES AU PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE

Transfert de certaines parties de la preuve dans le cadre du rapport annuel en incluant les références au dossier tarifaire.

[14] Le Distributeur propose quelques pistes d'allégement dont il pourrait amorcer l'implantation dès le prochain dossier tarifaire.

[15] Ainsi, il demande à la Régie de transférer les parties suivantes de la preuve dans ses prochains rapports annuels, en indiquant les références appropriées dans le cadre des demandes tarifaires subséquentes :

- historique des coûts réels et des impacts énergétiques du PGEÉ⁴;
- description de la dette intégrée d'Hydro-Québec de l'année historique⁵.

[16] De plus, lors de la demande tarifaire 2011-2012, il propose de présenter uniquement les sections des *Tarifs et conditions du Distributeur* qui auront été modifiées tant en français qu'en anglais⁶ plutôt que l'ensemble du document, à l'instar de la pièce sur la justification des modifications apportées aux *Conditions de service d'électricité*⁷.

⁴ Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexe A, sections 1, 2.1 et 2.2.

⁵ Pièce B-1, HQD-2, document 4, annexe 6.

⁶ Pièce B-1, HQD-12, documents 7 et 8.

⁷ Pièce B-1, HQD-11, document 1, annexes A et B.

[17] Certains intervenants s'opposent à cette mesure en invoquant une perte d'informations et un suivi difficile pour les non-initiés.

[18] La Régie conserve la documentation relative à tous les dossiers tarifaires sur son site Internet. De plus, tel que mentionné par le Distributeur, ses propositions permettraient de mettre davantage l'accent sur les années de base et témoin projetée en retirant du dossier tarifaire des explications et justifications portant sur les années historiques. La recherche de l'information sera facilitée par les références au rapport annuel qui seront indiquées dans le dossier tarifaire.

[19] **La Régie accepte ces propositions.**

Identification précise des thèmes retenus pour l'examen du dossier

[20] Le Distributeur propose d'identifier clairement, au début de la demande tarifaire, les thèmes du dossier qui constituent les nouveautés et les enjeux de la demande. Il propose également que les intéressés identifient les thèmes et enjeux qu'ils entendent traiter, dans leur demande d'intervention. Finalement, il demande à la Régie qu'elle précise les thèmes retenus pour l'examen du dossier tarifaire dans une décision procédurale. Dans le présent dossier, le Distributeur a présenté une liste des enjeux et faits saillants de sa demande.

[21] La Régie est d'accord avec la piste soumise. Toutefois, elle précise que les intéressés qui souhaitent aborder un enjeu autre que ceux indiqués par le Distributeur, doivent en préciser la nature et les impacts, justifier son ajout au dossier, indiquer comment ils entendent le traiter ainsi que les conclusions qu'ils recherchent sur ce point.

[22] La Régie est d'avis que cette mesure engendre des gains de temps réels pour l'ensemble des parties au dossier et qu'elle favorise des interventions actives, ciblées et structurées.

[23] **La Régie demande le maintien de cette mesure.**

Traitement conjoint avec le Transporteur de certains sujets communs

[24] Le Distributeur propose, dans cette piste, de procéder à un traitement réglementaire conjoint avec le Transporteur de certains sujets communs. Il avait ainsi présenté en 2009, un dossier conjoint relatif aux modifications comptables découlant du passage aux normes internationales IFRS. Il a l'intention de le faire également pour certains projets d'investissement communs ou d'autres thèmes comme le coût de la dette.

[25] La Régie est d'avis qu'en évitant de préparer et d'examiner deux dossiers, cette mesure permet des gains en temps et en coûts pour toutes les parties en cause.

[26] **La Régie demande au Distributeur de maintenir cette mesure.**

Production d'une preuve sur une base pluriannuelle

[27] Cette piste est envisagée à plus long terme par le Distributeur, car elle exige des analyses approfondies. Une première mesure consisterait à présenter un dossier tarifaire portant sur les prévisions budgétaires sur un horizon de deux ans. Une autre mesure serait de présenter uniquement certaines parties de preuve sur une base pluriannuelle, par exemple, la demande d'autorisation des investissements de moins de 10 M\$.

[28] Le Distributeur y voit une marge de manœuvre pour examiner de façon plus approfondie les thèmes importants du dossier tarifaire, puisque son analyse pourrait s'étendre sur une plus longue période. Elle conduirait à des gains en temps et en coûts. Il soumet que cette piste nécessiterait une analyse approfondie, impliquant la Régie, avant d'être proposée.

[29] Plusieurs intervenants s'opposent à cette piste d'allègement ou ont des réserves quant à son implantation. Certains suggèrent d'autres modalités à cette piste, en la liant à une fermeture réglementaire annuelle ou à un compte de frais reportés.

[30] Le Distributeur considère qu'une fermeture réglementaire n'est pas un mécanisme nécessaire à la production d'une preuve sur une base pluriannuelle.

[31] De plus, il conteste la prémisse selon laquelle le processus actuel n'assure pas l'obtention de tarifs justes et raisonnables en l'absence d'une fermeture réglementaire. Il considère que le régime actuel fonctionne très bien, qu'il s'est bonifié au fil des années par la mise en place de comptes de nivellement, d'écartés ou de frais reportés et comporte des incitatifs importants à bien gérer les coûts. Le Distributeur conclut que le modèle actuel est adéquat et qu'il doit continuer à évoluer. Il soumet que l'adoption d'un mécanisme de fermeture réglementaire va à l'encontre du processus amorcé d'allègement réglementaire.

[32] La Régie reconnaît, comme le mentionne le Distributeur, que le modèle actuel utilisé en dossier tarifaire doit continuer d'évoluer. Elle reconnaît aussi que, dans le cadre des derniers dossiers et même en l'absence d'un mécanisme de fermeture réglementaire, le modèle actuel assure des tarifs justes et raisonnables.

[33] La Régie partage l'opinion du Distributeur selon laquelle la production d'une preuve sur une base pluriannuelle est une piste intéressante en termes de gains potentiels d'allègement réglementaire. Toutefois, elle nécessite une analyse plus approfondie avant d'être proposée.

[34] La Régie demande au Distributeur de préciser les orientations qu'il retient pour fins de discussions dès le prochain dossier tarifaire.

Mise en place d'une foire aux questions sur Internet à la suite du dépôt du dossier tarifaire

[35] Selon le Distributeur, la foire aux questions est un outil à l'intention des intervenants afin de les aider à préparer leur demande d'intervention. Cet outil vise à cibler les enjeux, clarifier la preuve soumise et assurer une meilleure compréhension des éléments de preuve. Il serait accessible entre le dépôt de la preuve et la date de transmission des demandes de renseignements au Distributeur.

[36] Compte tenu que cette mesure ne fait pas l'unanimité parmi les intervenants, le Distributeur décide de ne pas aller de l'avant avec cette proposition.

[37] La Régie note le retrait de cette mesure par le Distributeur.

Séances de travail sur des sujets techniques du dossier tarifaire

[38] Le Distributeur propose de tenir des séances de travail, à la suite du dépôt du dossier tarifaire et avant les demandes de renseignements, pour présenter et expliquer, s'il y a lieu, certains sujets de nature technique. Cette piste pourrait être implantée dès le prochain dossier tarifaire en fonction des besoins et du calendrier.

[39] Selon le Distributeur, de telles séances favorisent une meilleure compréhension des propositions de nature technique. Elles aident à la compréhension de ces enjeux, évitent des questions et réduisent le temps d'analyse, ce qui se traduit par des interventions présentant une plus grande valeur ajoutée.

[40] **La Régie partage l'avis du Distributeur et lui recommande d'implanter cette piste dès le prochain dossier tarifaire, s'il y a lieu.** La Régie rappelle que les séances de travail sur des sujets techniques sont couramment utilisées dans le cadre de dossiers autres que tarifaires et avec d'autres entités réglementées.

1.2 PISTES LIÉES À LA FORME DE LA DEMANDE TARIFAIRE

Élimination ou réduction de certaines parties de la preuve, regroupement de pièces, recours à des références afin d'éliminer les répétitions et allègement des textes

[41] Dans le cadre du dossier actuel, le Distributeur introduit certaines mesures visant essentiellement à mieux structurer la preuve, à mettre en lumière les changements et les nouveautés et à alléger son contenu par des recours à des références. Le Distributeur dit avoir fait un premier effort d'allègement des textes et propose de poursuivre ce travail au cours des prochains dossiers tarifaires.

[42] Plusieurs intervenants notent certains changements et mentionnent les avoir appréciés.

[43] La Régie note que ces mesures ont été implantées dans le cadre du présent dossier. Elle juge toutefois important qu'une référence puisse permettre de trouver l'information retirée.

[44] **La Régie demande le maintien de ces mesures.**

1.3 PISTES JUGÉES PRÉMATURÉES

Conclusion de la preuve sur certains thèmes avant l'audience orale et recours à des formules d'ajustement automatique

[45] Le Distributeur envisage à plus long terme de pouvoir conclure, à la suite d'une décision de la Régie, l'administration de la preuve sur certains thèmes avant l'audience orale. Il pourrait faire approuver des formules permettant d'établir le niveau ou la croissance de certains paramètres de la preuve de façon automatique. Une autre piste serait de réduire ou d'éliminer les présentations d'éléments de preuve qu'il juge peu utiles aux délibérations de la Régie. Ces mesures viseraient principalement à réduire le temps de l'audience orale.

[46] **La Régie comprend que la réflexion du Distributeur à l'égard de ces mesures, qu'il juge prématurées, se poursuivra au cours des prochaines années.**

1.4 PISTES SUGGÉRÉES PAR LES INTERVENANTS

[47] Le RNCREQ recommande un processus de demandes de renseignements en continu. Selon son expert, il s'agit d'une pratique courante devant certains régulateurs américains. Suivant la même idée, S.É./AQLPA et l'UC favorisent une seconde ronde de demandes de renseignements pour les intervenants.

[48] Également, le RNCREQ croit que les références à un autre document devraient être remplacées par des réponses directes avec le texte intégral. Il demande que la Régie incite le Distributeur à répondre de façon précise aux questions en incluant des liens hypertextes, si nécessaire.

[49] Finalement, le RNCREQ, appuyé par S.É./AQLPA, croit que le traitement du dossier serait allégé et facilité si le Distributeur produisait, pour chaque élément principal

de sa preuve, une compilation des réponses s'y rapportant. Cette amélioration réduirait le temps de recherche des intervenants.

[50] La Régie est d'avis que le temps alloué aux différentes étapes du processus des demandes tarifaires est déjà limité. Elle considère que le fait d'ajouter des étapes supplémentaires ne pourrait que le restreindre davantage. De plus, les mesures suggérées à l'étape des renseignements allongeraient indûment le processus.

[51] Quant à la reprise intégrale des réponses, elle aurait comme résultat d'augmenter le volume de la preuve, sans y ajouter de valeur. En ce qui concerne la compilation des réponses, la Régie est d'avis que chaque participant est maître de sa preuve.

[52] **La Régie ne retient pas les pistes suggérées par les intervenants.**

Conclusion sur l'allégement réglementaire

[53] Plusieurs intervenants s'opposent aux mesures proposées par le Distributeur et remettent en cause le processus même de l'allégement. Pour l'ACEF de Québec, les efforts faits en ce sens risquent d'engendrer une réduction des avantages de la réglementation. Pour le GRAME, ces mesures alourdissent la tâche de certains intervenants. Selon lui, il y aurait perte de transparence et hermétisme du processus. EBMI soumet que plus d'informations, de détails et de rencontres engendreraient l'allégement recherché et une diminution du temps d'audience.

[54] Le ROÉÉ considère que l'étude de la question de l'allégement dans le cadre du présent dossier n'est pas appropriée et devrait faire l'objet d'une audience générique sur les véritables objectifs et enjeux de la réglementation publique des tarifs du Distributeur. La Régie juge qu'il n'est pas approprié de donner suite à une telle demande.

[55] **La Régie prend acte du fait que « le Distributeur va poursuivre sa réflexion sur l'allégement réglementaire, mais n'entend pas poursuivre des travaux en groupe de travail, mais reviendra avec de nouvelles pistes, de nouvelles idées qu'il proposera de mettre en pratique ou qu'il mettra en pratique lorsque cela n'exigera pas de décision⁸ ».**

⁸ Pièce A-24-9, pages 134 et 135.

2. PRÉVISION DES VENTES, PARAMÈTRES FINANCIERS ET COÛTS ÉVITÉS

2.1 PRÉVISION DES VENTES

[56] Pour l'année 2010, le Distributeur prévoit, selon la révision de mai 2009, des ventes totalisant 166,3 TWh, soit une hausse de 2,6 TWh par rapport à l'estimation des ventes normalisées de l'année 2009. Toutefois, les ventes de 2010 sont en baisse de 4,5 TWh par rapport à celles de 2009 autorisées au précédent dossier tarifaire⁹.

[57] À ce volume de ventes prévu pour 2010, s'ajoutent notamment les pertes de transport et de distribution, pour des besoins anticipés de 179,0 TWh.

[58] L'évolution anticipée des ventes par catégorie tarifaire pour l'année 2010, par rapport à l'estimation de mai 2009 des ventes normalisées de 2009, est résumée ci-dessous :

- **Tarif D.** La décroissance des ventes devrait atteindre 362 GWh. Elle s'explique notamment par une diminution du revenu personnel disponible, un ralentissement de la croissance des mises en chantier et un déploiement additionnel des économies d'énergie.
- **Tarifs G et M.** Le Distributeur prévoit une croissance des ventes de 151 GWh. Cette croissance s'explique par l'impact de la reprise économique lente du secteur industriel et du secteur général et institutionnel et, à l'inverse, par le déploiement additionnel des économies d'énergie.
- **Tarif L.** Le Distributeur prévoit une augmentation des ventes de 3 293 GWh. Cette augmentation s'explique par une reprise graduelle anticipée de l'activité des secteurs des pâtes et papiers, de la sidérurgie, de la chimie et des mines, et ce, après une année 2009 marquée par des fermetures temporaires et des arrêts de production.
- **Contrats spéciaux.** Une décroissance de 412 GWh est prévue et s'explique par une provision générique couvrant les risques de fermeture d'usines en 2010, compensée partiellement par une reprise anticipée après les fermetures importantes en 2009.

⁹ Selon la révision d'avril 2008 présentée au dossier R-3677-2008.

[59] Le Distributeur intègre, dans sa prévision des ventes chez les clients bénéficiant de contrats spéciaux, une provision générique correspondant à une baisse des ventes de 1,5 TWh, dans le but de se prémunir contre des rationalisations supplémentaires en 2010. Des provisions génériques de -2,5 TWh au tarif L et de -0,1 TWh au tarif M sont également intégrées à la prévision des ventes¹⁰.

[60] La Régie considère appropriée l'utilisation de provisions dans la prévision des ventes au secteur industriel pour refléter des contextes économiques particuliers. **La Régie demande au Distributeur de préciser, le cas échéant, lors du dépôt de sa preuve initiale dans le prochain dossier tarifaire, les quantités intégrées à la prévision des ventes par catégorie tarifaire à titre de provision générique, accompagnées des justifications correspondantes.**

[61] Certains intervenants se questionnent sur la croissance prévue de 1 159 GWh du secteur des pâtes et papiers, compte tenu du contexte économique difficile que vit ce secteur d'activités. Le Distributeur explique que 800 GWh de cette croissance représentent les approvisionnements additionnels requis pour alimenter l'usine d'Abitibi Bowater à Baie-Comeau, auparavant alimentée par la Compagnie hydroélectrique Manicouagan, via la centrale hydroélectrique McCormick¹¹.

[62] **La Régie est satisfaite de la prévision de la demande soumise par le Distributeur. Elle autorise l'utilisation de ces données aux fins d'établissement des tarifs pour l'année tarifaire 2010.**

[63] **La Régie prend acte du dépôt de la présentation des ventes de 2006, normalisées selon la nouvelle normale climatique, tel que demandé dans la décision D-2009-016.**

[64] EBMI recommande de mesurer la performance du Distributeur dans ses activités de prévision des ventes. S.É./AQLPA propose aussi certaines pistes visant à améliorer la qualité des prévisions des ventes.

¹⁰ Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 14; pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 10.

¹¹ Pièce A-24-3, pages 130 à 132, 149 et 150.

[65] À ce propos, la Régie rappelle que le forum approprié pour traiter de la méthodologie de la prévision de la demande est le dossier du plan d'approvisionnement du Distributeur. Il est, en conséquence, prématuré de se pencher sur l'opportunité de créer des indicateurs de performance, tel que le propose EBMI. Par ailleurs, certaines propositions de S.É./AQLPA alourdiraient le processus réglementaire, sans apporter d'avantages suffisamment importants.

[66] EBMI et S.É./AQLPA demandent également que la prévision des ventes du secteur industriel soit fournie par secteur d'activités.

[67] La Régie est d'avis que, de façon générale, ces informations par secteur d'activités permettent une meilleure appréciation de la prévision de la demande pour l'année témoin. Une telle pratique est d'ailleurs déjà intégrée, pour la prévision de long terme, dans le cadre du plan d'approvisionnement et de ses états d'avancement¹². La Régie ne juge pas opportun d'obtenir une telle ventilation pour les contrats spéciaux. En effet, selon les données au dossier, c'est l'évolution de la demande au tarif L qui présente le plus de volatilité entre 2006 et 2010.

[68] La Régie demande au Distributeur de fournir, pour les prochains dossiers tarifaires, la prévision des ventes au tarif L ventilée par secteur d'activités, sous la forme du tableau R-4.1 à la page 4 de la pièce B-8, HQD-13, document 5.1.

2.2 PARAMÈTRES FINANCIERS

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

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

¹² Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 10.

[70] L'évaluation de ces paramètres financiers repose sur les méthodologies approuvées par la Régie, notamment dans ses décisions D-2008-024¹³ et D-2009-016.

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

[71] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle autorisée précédemment par la Régie, soit de 35,0 % de capitaux propres et de 65,0 % de dette.

[72] En ce qui a trait à la détermination du taux de rendement sur l'avoir propre, le Distributeur propose :

- le maintien de la méthode utilisée dans les dossiers tarifaires 2008 et 2009 pour évaluer le rendement sur l'avoir propre, soit la résultante de la somme du taux sans risque et de la prime de risque spécifique au Distributeur;
- le taux sans risque de 3,733 % selon les prévisions du *Consensus Forecasts* de mai 2009;
- le maintien de la prime de risque spécifique au Distributeur approuvée par la Régie au dossier tarifaire 2004¹⁴, soit un taux de 3,405 %.

[73] Le taux de rendement sur l'avoir propre proposé pour 2010, selon ces paramètres, s'élève à 7,138 %. Cependant, après mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2010, le rendement sur l'avoir propre s'établit à 7,849 %¹⁵.

[74] La Régie accepte la proposition du Distributeur de maintenir inchangée la structure de capital présumée établie dans la décision D-2003-93¹⁶. Elle accepte également le maintien de la méthodologie utilisée pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre.

[75] La Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,849 %.

¹³ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007.

¹⁴ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 75.

¹⁵ Pièce B-33, HQD-2, document 3.1, page 3.

¹⁶ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002 Phase 1.

Coût de la dette

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

[77] Il y apporte certains ajustements réglementaires qui ont été définis dans la décision D-2004-47¹⁷. Tout changement comptable affectant le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec affecte l'estimateur du coût de la dette du Distributeur.

[78] Dans le cadre de la présente demande tarifaire, le coût de la dette présumée 2010 du Distributeur est calculé selon l'approche approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-024 et confirmée par la décision D-2009-016, relativement au traitement des nouvelles normes et pratiques comptables en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007. La norme CPN-173¹⁸ a été implantée le 1^{er} janvier 2009. Elle apporte des précisions à la détermination de la juste valeur des actifs et passifs financiers, mais elle n'a pas d'impact direct sur le coût de la dette.

[79] Le Distributeur projette, pour l'année témoin 2010, un coût de la dette de 7,376 %. En 2009, la Régie approuvait un taux de 7,656 %.

[80] Dans le présent dossier, le Distributeur propose de modifier un élément de la méthode d'estimation des taux d'intérêt. Les prévisions utilisées pour l'évaluation prospective du coût de la dette sont obtenues à l'aide du *Consensus Forecasts* publié le 11 mai 2009 par la firme Consensus Economics Inc. Puisque les prévisions des taux d'intérêt de cette firme ne portent que sur les bons du Trésor trois mois et les obligations gouvernementales 10 ans, il faut ajouter à ces taux une prévision d'écarts pour obtenir une prévision des taux d'intérêt applicables à la dette émise par Hydro-Québec.

[81] Les écarts retenus proviennent des données observées au cours des 12 derniers mois, dont la source est la société Bloomberg. Dorénavant, le Distributeur propose d'utiliser une période de 12 mois plutôt que de cinq ans afin d'établir ces écarts. Il soumet que l'utilisation d'une période plus courte permet une meilleure cohérence avec

¹⁷ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 Phase 2, pages 88 à 100.

¹⁸ Abrégé des délibérations du CPN de l'ICCA.

les prévisions du *Consensus Forecasts*, lesquelles reflètent le contexte financier contemporain.

[82] Le Distributeur justifie le choix de la méthode selon une moyenne mobile de 12 mois plutôt que cinq ans par le constat qu'il est souhaitable, dans un univers économique plus volatil, de privilégier une méthode s'adaptant plus rapidement aux changements de régime financier. Autrement, il existe un risque de déconnexion entre la prévision et les conditions réelles de marché auxquelles est exposée l'entreprise.

[83] Pour sa part, l'ACEF de Québec recommande de rejeter la demande de modification en raison de l'absence d'une demande d'autorisation formelle de la part du Distributeur et parce qu'il s'agit d'une modification en réponse à une situation financière exceptionnelle.

[84] Considérant la volatilité récente plus grande des marchés financiers, la Régie est d'avis que la méthode calculant les écarts selon une moyenne mobile de 12 mois apparaît plus précise, permettant de mieux refléter les conditions financières récentes et courantes. De plus, les simulations fournies par le Distributeur démontrent que la volatilité additionnelle due à une moyenne mobile plus courte demeure peu élevée et qu'à long terme les deux méthodes donnent des résultats similaires.

[85] **Par conséquent, la Régie accepte le changement de la méthode proposée.**

Composition de financement

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

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

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

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

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

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

[90] Ainsi, au dossier R-3644-2007, en raison du faible écart entre le taux des obligations à taux fixe de cinq ans et de 30 ans, le Distributeur recommandait de modifier la composition, pour les nouvelles émissions, à 80 % en obligations à taux fixe 30 ans et 20 % en obligations à taux variable. Dans sa décision D-2008-024¹⁹, la Régie prenait acte des orientations retenues à cet égard. Cette décision était maintenue dans la décision D-2009-016.

[91] Dans le présent dossier, le Distributeur affirme que le contexte économique et financier dans lequel évolue Hydro-Québec depuis la crise financière a pour effet de faire chuter les taux des obligations gouvernementales à des niveaux historiquement bas et de privilégier les titres de plus grande qualité, comme ceux garantis par les gouvernements.

[92] La conjoncture actuelle a également pour effet d'augmenter considérablement la volatilité des écarts entre les taux d'intérêt à court terme et les taux à long terme. Ces écarts ont augmenté principalement en raison du niveau déprimé des taux d'intérêt à court terme, résultant d'une politique monétaire très expansionniste. Malgré cette accentuation de la pente de la courbe des taux d'intérêt, Hydro-Québec continue de préconiser une

¹⁹ Décision D-2008-024, dossier R-3664-2007, pages 61 et 62.

stratégie de financement favorisant la stabilité que procurent les émissions d'obligations à long terme à taux fixe. D'ailleurs, le coût de financement à taux fixe à long terme d'Hydro-Québec demeure intéressant par rapport aux coûts observés dans le passé. De plus, les risques sur les taux à court terme sont élevés. En effet, l'assouplissement marqué des politiques monétaires, combiné aux déficits importants des budgets gouvernementaux, alimentent la crainte d'une recrudescence de l'inflation à moyen terme.

[93] Ainsi, Hydro-Québec maintient la même structure de financement pour les nouvelles émissions que celle proposée lors des demandes tarifaires antérieures, soit 80 % en obligations à taux fixe de 30 ans et 20 % en obligations à taux variable.

[94] La Régie prend acte des orientations retenues pour 2010 en matière de composition cible pour les nouvelles émissions.

[95] La Régie retient un coût de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2010 de 7,376 %.

Taux de rendement sur la base de tarification

[96] Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 7,542 %. Ce taux correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,849 % et d'un coût de la dette de 7,376 %.

[97] La Régie autorise pour l'année témoin 2010 un taux de rendement de 7,542 % sur la base de tarification du Distributeur.

Coût du capital prospectif

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

[99] À la suite de la mise à jour du rendement sur l'avoir propre s'établissant à 7,849 %, ce taux augmente à 5,913 %²⁰ par rapport à 5,664 %, taux du coût du capital prospectif corrigé et initialement demandé²¹.

[100] **La Régie autorise pour l'année témoin 2010 le taux moyen du coût du capital prospectif de 5,913 %.**

2.3 COÛTS ÉVITÉS

Coûts évités d'énergie en réseau intégré

[101] Le Distributeur prévoit des surplus d'énergie de 2010 à 2015. Il propose comme indicateur de coût de l'énergie le prix de 4,8 ¢/kWh pour cette période, soit le prix moyen anticipé de revente de ces surplus d'énergie. À compter de 2016, le Distributeur propose d'utiliser le prix du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation)²².

[102] L'ACEF de Québec se questionne sur la valeur de la méthodologie qui provoque une brusque discontinuité des coûts évités entre 2015 et 2016.

[103] Le RNCREQ propose un changement à la méthodologie retenue actuellement pour la fixation des coûts évités. Il suggère que le Distributeur adopte une méthodologie comme celle permettant d'établir les *market clearing price* de 14 régions de la Nouvelle-Angleterre, qui tient notamment compte des prix futurs du gaz naturel auxquels les prix de l'électricité sont fortement liés. L'ensemble de ces considérations amènent cet intervenant à conclure que les prix de marché pourraient être près de 50 % plus élevés que ceux prévus par le Distributeur.

²⁰ Pièce B-33, HQD-2, document 3.1, page 3.

²¹ Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 24.

²² Pièce B-1, HQD-2, document 5, page 5.

[104] En argumentation, le Distributeur explique sa volonté d'utiliser une méthode simple d'estimation des coûts évités sans essayer de prévoir des prix de marché dans le détail²³. Ainsi, la valeur de l'énergie à la marge est la valeur correspondant à ses stratégies d'achat et colle au bilan offre-demande.

[105] La Régie considère que les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur, basés sur des surplus globaux annuels, sont un indicateur de la valeur marginale de l'énergie sur une base globale annuelle.

[106] La Régie constate que la rentabilité du PGEÉ n'est pas remise en cause cette année, même si les coûts évités proposés par le Distributeur sont beaucoup plus bas que ceux des années antérieures pour la période 2010-2015.

[107] La Régie accepte les coûts évités proposés par le Distributeur, en tant que signal global annuel de la valeur marginale de l'énergie.

Coûts évités de puissance en réseau intégré

[108] Le Distributeur maintient un signal de coûts évités en puissance de 10 \$/kW-hiver jusqu'en 2013 inclusivement et prévoit une augmentation graduelle de ce coût qui pourrait atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2009, annuité croissante à l'inflation) en 2016. Le Distributeur explique que plusieurs modifications profondes affectent les marchés de produits de puissance, notamment en Nouvelle-Angleterre où les fournisseurs doivent garantir les quantités offertes sur une base annuelle et où les opportunités d'achat de puissance sur une base mensuelle pourraient se raréfier. Ces changements, combinés à la saturation du marché de New York, entraîneraient des coûts plus élevés, se rapprochant du coût d'un équipement de référence et le signal de prix de 40 \$/kW-hiver demeure actuellement la meilleure évaluation du Distributeur pour un service de puissance d'hiver.

[109] La Régie accepte les indicateurs des coûts évités en puissance proposés par le Distributeur. Considérant les besoins de puissance à long terme, elle s'attend à ce que le signal de prix de 40 \$/kW-hiver soit remis à jour, en temps opportun, en fonction de

²³ Pièce B-30, page 5; pièce A-24-3, pages 91 et 109.

l'évolution des marchés de produits de puissance et de la consommation électrique du Québec.

Répartition des coûts évités par usage et catégorie de clients en réseau intégré

[110] Le Distributeur maintient, à l'inflation près, les mêmes indicateurs de coûts évités de transport de la charge locale et de distribution et présente les coûts évités par usage principal pour les tarifs D, G, M et L. Le Distributeur explique que ces coûts évités sont appliqués aux différentes mesures d'efficacité énergétique en tenant compte de leur impact.

[111] La Régie note que le Distributeur n'utilise pas les coûts évités par tarif et usage, pour évaluer la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique qui ont un impact sur la puissance coïncidente à la pointe. Dans ces cas, il se base sur les coûts évités d'énergie, de puissance, de transport et de distribution²⁴. La Régie est satisfaite de ce mode de calcul.

[112] **La Régie prend acte de la mise à jour des coûts évités par tarif et usage.**

Coûts évités en réseaux autonomes

[113] Le Distributeur présente les coûts évités en puissance et en énergie, séparément pour chacun des réseaux autonomes, tel que demandé²⁵. Ces coûts sont obtenus selon la méthode dite « *de l'équipement générique* ». Le Distributeur explique que la baisse des coûts évités de 2010 par rapport à ceux de 2009 « *est essentiellement le reflet de la prévision de prix de combustible plus faibles* ».

[114] En audience, le Distributeur dépose une version révisée de sa présentation des coûts évités en réseaux autonomes²⁶. La révision porte sur les coûts évités en puissance,

²⁴ Par exemple, dans l'évaluation économique des systèmes bi-énergie, pièce B-11, HQD-13, document 1.1, pages 68 à 77.

²⁵ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 115.

²⁶ Pièce B-18, HQD-2, document 5, pages 12 et 13.

ce qui conduit à des hausses des coûts évités totaux de 15 à 60 % plus élevés par rapport aux coûts présentés à la preuve initiale et qui dépassent dans quelques cas les 1 000 \$/kW-an. La hausse des coûts évités par rapport à ceux de 2009 est expliquée par le Distributeur comme étant « *plutôt le reflet de la mise à jour de la planification des investissements*²⁷ ».

TABLEAU 1
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH DE 2010

	<i>Coût évité en énergie</i> ¢/kWh	<i>Coût évité en puissance</i> \$/kW-an	<i>Facteur</i> <i>d'utilisation</i>	<i>Coût évité en puissance</i> ¢/kWh	<i>Coût évité total</i> ¢/kWh ⁽¹⁾
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,42	166	55 %	3,47	17,89
Basse-Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	32,69	0	47 %	0,00	32,69
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,10	871	46 %	21,69	51,79
Nunavik					
Akulivik	47,48	769	56 %	15,70	63,18
Aupaluk	52,28	0	51 %	0,00	52,28
Inukjuak	38,85	382	61 %	7,18	46,03
Ivujivik	48,32	0	55 %	0,00	48,32
Kangiqsualujuaq	53,85	820	60 %	15,71	69,56
Kangiqsujuaq	45,14	732	61 %	13,72	58,86
Kangirsuk	45,07	1 061	55 %	21,93	67,00
Kuujuuaq	47,02	410	65 %	7,15	54,17
Kuujuuarapik	40,80	664	66 %	11,52	52,32
Puvimituk	42,03	2 921	62 %	53,65	95,68
Quaqtaq	55,80	1 211	61 %	22,79	78,59
Salluit	39,59	811	58 %	15,97	55,56
Tasiujaq	49,98	932	60 %	17,70	67,68
Umiujaq	45,93	683	55 %	14,10	60,03
Schefferville	2,22	344	54 %	7,31	9,53

Source : Pièce B-18, HQD-2, document 5, tableau 2.1 révisé

Note : ⁽¹⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondissement.

²⁷ Pièce B-18, HQD-2, document 5.

TABLEAU 2
COMPARAISON AVEC LES COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION EN ÉLECTRICITÉ
PAR RÉGION DU DOSSIER R-3677-2008 – ANNUITÉ CROISSANTE
EN ¢/KWH

<i>Région</i>	<i>R-3677-2008</i> <i>Coût évité</i> <i>¢/kWh de 2009</i>	<i>R-3708-2009</i> <i>Coût évité</i> <i>¢/kWh de 2010</i>
Îles-de-la-Madeleine	16,82	17,88
Basse-Côte-Nord	51,65	32,69
Haute-Mauricie	36,40	51,79
Schefferville	9,86	9,53
Nunavik	60,02	46,03 — 95,69

Source : Pièce B-18, HQD-2, document 5, tableau 2.2 révisé

[115] La Régie comprend que cette révision de la planification des investissements génère des coûts évités en puissance nettement plus élevés dans les réseaux autonomes à centrale au diesel. Cette hausse compense la variation à la baisse du prix d'achat de combustible.

[116] Le Distributeur rappelle la raison d'être du calcul des coûts évités en réseaux autonomes²⁸ :

« [...] avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible. »

[117] Tout effort d'efficacité énergétique ou de réduction de la demande contribue à repousser les besoins de nouvelles infrastructures. La finalité des coûts évités est essentiellement d'identifier jusqu'à quel montant il est adéquat d'investir dans des mesures d'efficacité énergétique afin de repousser les besoins d'installation d'un nouvel équipement de production et réduire le déficit des réseaux autonomes.

²⁸ Pièce A-24-3, page 43.

[118] La Régie, préoccupée par ce déficit, constate que les coûts évités sont le meilleur indicateur de coûts dont le Distributeur dispose pour évaluer les communautés où une priorité d'intervention devrait être accordée. La Régie constate que, malgré leur grande diversité, les coûts évités des réseaux autonomes sont globalement très élevés dans toutes les régions, surtout en considérant les coûts évités en puissance qui peuvent varier considérablement selon la mise à jour de la planification des équipements. Une réflexion s'impose de la part du Distributeur sur ses approvisionnements en électricité en réseaux autonomes. Cette réflexion devrait toucher les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de pointe qui peuvent être rentables à ce niveau de prix.

[119] La Régie accepte les coûts évités révisés présentés par le Distributeur. Elle approuve la méthode d'établissement des coûts évités des réseaux autonomes. Considérant le niveau très élevé de ces coûts, la Régie s'attend à ce que le Distributeur présente les résultats de sa réflexion à cet égard dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

[120] Par ailleurs, l'ACEF de Québec et le RNCREQ sont préoccupés par les pertes d'électricité, leur impact sur les coûts et par la grande variabilité dans la différence entre les ventes et la production d'électricité dans les différents réseaux autonomes²⁹. Le RNCREQ considère cette question comme un enjeu important et que toute perte supérieure à 7,5 % dans un réseau autonome devrait faire l'objet d'explications factuelles précises³⁰.

[121] La Régie demande au Distributeur de préciser la quantité de pertes par réseau, selon le tableau R-17.1-A, pièce B-5, HQD-13, document 9, page 29, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

²⁹ Pièce B-5, HQD-13, document 9, page 29, tableau R-17.1-A.

³⁰ Pièce A-24-8, page 336.

3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

3.1 CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

3.1.1 MÉTHODE D'AMORTISSEMENT DES ACTIFS

[122] Le 19 juin 2009, le Transporteur et le Distributeur ont déposé conjointement une demande visant, lors d'une première phase, à remplacer à compter du 1^{er} janvier 2010 la méthode d'amortissement à intérêts composés au taux de 3 %, actuellement appliquée aux éléments constitutifs visés de leur base de tarification respective, par la méthode d'amortissement linéaire. Cette demande a été examinée dans le cadre du dossier R-3703-2009.

[123] Lors du dépôt de sa demande, et bien que la modification demandée soit tributaire d'une décision à venir de la Régie, le Distributeur a appliqué la méthode d'amortissement linéaire proposée à la présente demande tarifaire, et ce, conformément à la pratique réglementaire.

[124] Dans sa décision D-2010-020³¹, la Régie a approuvé la modification de la méthode d'amortissement et permis son application dès le 1^{er} janvier 2010, telle que proposée par le Transporteur et le Distributeur.

[125] Pour le Distributeur, l'impact du changement de la méthode d'amortissement sur le revenu requis de l'année témoin projetée 2010 est de 245,5 M\$, soit 99,7 M\$ sur les coûts de distribution, 162,7 M\$ sur la charge locale de transport et -16,9 M\$ sur les ajustements des contrats spéciaux. Cette hausse du revenu requis a un effet à la hausse de 2,6 % sur les tarifs 2010 du Distributeur³².

[126] La Régie indiquait dans sa décision D-2009-117³³ que l'opportunité d'étaler les montants en question serait examinée dans le cadre du présent dossier.

³¹ Décision D-2010-020, dossier R-3703-2009 Phase 1.

³² Dossier R-3703-2009, pièce B-2, HQT-D-1, document 1, pages 20 et 21.

³³ Décision D-2009-117, dossier R-3708-2009, page 9.

[127] L'UC recommande d'étaler cet impact de 245,5 M\$ lié au changement de la méthode d'amortissement. Cet étalement favoriserait une meilleure protection de l'ensemble des consommateurs québécois, dans le contexte où les impacts négatifs de la récession économique pourraient durer jusqu'au début 2011.

[128] La Régie doit tenir compte du contexte de la présente demande tarifaire. Ainsi, afin de favoriser une plus grande stabilité tarifaire et d'éviter de créer une pression à la hausse sur les tarifs des années subséquentes, la Régie rejette la proposition de l'intervenante.

[129] **La Régie intègre l'impact du changement de la méthode d'amortissement sans étalement.**

3.1.2 RISQUE DE CRÉDIT ET JUSTE VALEUR DES ACTIFS ET DES PASSIFS FINANCIERS

[130] Le 20 janvier 2009, le CPN de l'ICCA a publié l'*Abrégé des délibérations CPN-173*, « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers ». Cet abrégé précise que le risque de crédit propre à l'entité et le risque de crédit de la contrepartie devraient être pris en compte lors de la détermination de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés.

[131] Le CPN-173 a été publié dans le but d'apporter des précisions sur la détermination de la juste valeur d'instruments dérivés, de manière à harmoniser les pratiques. Il ne s'agit donc pas d'un changement aux conventions comptables.

[132] Le Distributeur affirme que l'adoption des recommandations contenues au CPN-173 n'a eu aucune incidence sur les états financiers d'Hydro-Québec. Ainsi, les précisions apportées par cet abrégé n'ont aucun impact sur le coût de la dette réglementaire et, par conséquent, sur le revenu requis du Distributeur.

[133] **La Régie note que le Distributeur adopte, pour fins réglementaires, les recommandations contenues dans l'*Abrégé des délibérations CPN-173*.**

3.1.3 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

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

[135] En 2008, le résultat de l'exercice avait amené des modifications de durées de vie utile pour les catégories suivantes : « Compteurs indicateurs de puissance », « Compteurs électroniques », « Bornes d'essai et borniers », « Contrôleur pour sondes au mercure », « Drainage » et « Matériel de transport ». L'effet de cette révision entraîne une augmentation du revenu requis d'environ 1,9 M\$ pour 2010 et d'environ 1,2 M\$ pour 2011.

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

3.2 MODALITÉS DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR LES COÛTS DE COMBUSTIBLE

[137] À la demande de la Régie dans sa décision D-2009-016³⁴, le Distributeur présente une proposition concernant les modalités du compte de frais reportés pour les coûts de combustible. Il souligne qu'elles s'apparentent aux modalités d'application du compte de *pass-on* pour les coûts d'approvisionnement.

[138] Pour une année donnée (l'année de base 2009 correspond à l'année de référence) les modalités comprennent :

- l'estimation pour l'année de base (2009) des coûts annuels sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés;
- l'intégration au revenu requis du dossier tarifaire courant (année témoin 2010) des écarts estimés entre la prévision des coûts pour l'année de base (2009) et les coûts autorisés. Ces écarts ne portent aucun intérêt;

³⁴ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 62.

- l'intégration au revenu requis du dossier tarifaire du deuxième exercice subséquent (2011) des ajustements requis, en fonction des écarts finaux établis sur la base des coûts réels de l'année de base (2009). Ces écarts finaux intègrent notamment les intérêts calculés sur la période précédant l'intégration des écarts dans les tarifs, soit la période du 1^{er} janvier au 31 décembre de l'année témoin 2010, en utilisant le taux de rendement de la base de tarification;
- de façon générale, les ajustements intégrés au revenu requis du dossier tarifaire du deuxième exercice subséquent (2011) correspondent au différentiel entre les écarts réels finaux pour l'année de base (2009) et les écarts déjà intégrés au dossier tarifaire précédent (2010) pour cette même année de base;
- l'intégration au rapport annuel de l'année de base (2009) d'un suivi du compte de frais reportés de même qu'un suivi des achats de combustible.

[139] En matière d'imputation annuelle des écarts par catégorie de consommateurs, le Distributeur propose d'appliquer au compte de frais reportés pour les coûts de combustible les mêmes modalités que celles du compte de *pass-on*. Toutefois, la répartition des écarts se fera sur la base des critères de répartition approuvés par la Régie pour chaque poste de coûts composant ce compte.

[140] OC et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur. Toutefois, OC croit utile et pertinent de présenter distinctement les écarts de coûts liés au prix du mazout et au volume consommé et de faire état des écarts de revenus des réseaux autonomes dans son rapport annuel.

[141] L'ACEF de Québec recommande de réévaluer le solde du compte de frais reportés pour l'année de base en février de l'année témoin, en même temps que le taux de rendement, afin de limiter les corrections subséquentes.

[142] La Régie réitère qu'il n'est généralement pas souhaitable que les paramètres d'un dossier tarifaire soient mis à jour après la date de son dépôt. En effet, elle doit être en mesure d'évaluer les tarifs proposés et de compter sur un certain nombre de paramètres fixés au moment du dépôt du dossier.

[143] Même si une prévision plus récente entraînait un écart moins grand au compte de frais reportés, la Régie juge que ce bénéfice ne vaut pas une dérogation à sa ligne directrice habituelle concernant la mise à jour de ces données.

[144] **La Régie approuve les modalités d'application du compte de frais reportés pour les coûts de combustible ainsi que les modalités de répartition des écarts par catégorie de consommateurs.** Ces modalités respectent les principes et modalités réglementaires généralement établis, notamment par leur similitude aux modalités d'application du compte de *pass-on* pour les coûts d'approvisionnement.

[145] **La Régie approuve les suivis du compte de frais reportés et des achats de combustible que le Distributeur propose d'intégrer au rapport annuel. Elle lui demande de présenter le détail des écarts de coûts liés au prix du mazout et au volume consommé, selon les principales composantes.**

3.3 MÉCANISME DE RÉCUPÉRATION DES CHARGES DE MAUVAISES CRÉANCES DES GRANDES ENTREPRISES

[146] Le Distributeur propose de se doter d'un mécanisme lui permettant de récupérer dans ses tarifs les coûts additionnels de mauvaises créances pour sa clientèle GE. Il est d'avis que la création d'un compte de frais reportés hors base tarifaire est le mécanisme de récupération le plus approprié et présente les modalités de ce compte.

[147] Le Distributeur motive ainsi cette demande :

- une partie importante de la clientèle GE est très vulnérable à la conjoncture économique actuelle;
- cette conjoncture fait en sorte que récemment, plusieurs clients GE se sont prévalus de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité*³⁵ ou de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*³⁶;

³⁵ L.R.C., 1985, ch. B-3.

³⁶ L.R.C., 1985, ch. C-36.

- les difficultés financières de la clientèle GE et l'accroissement du nombre de faillites sont des éléments hors du contrôle du Distributeur;
- le Distributeur ne peut établir de provisions pour mauvaises créances pour la clientèle GE, contrairement à ce qu'il fait pour les mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale;
- les impacts monétaires des mauvaises créances de la clientèle GE peuvent être majeurs, comme en fait foi l'expérience de 2009;
- la Régie et d'autres organismes réglementaires ont déjà approuvé des mécanismes de récupération des créances majeures exceptionnelles.

[148] Le Distributeur précise que, jusqu'à tout récemment, les mauvaises créances liées à la clientèle GE n'ont pas été un enjeu. La dégradation du contexte économique affecte durement la clientèle GE, dont les faillites déjà constatées se traduisent par des pertes de 29,1 M\$ au 30 avril 2009. Questionné à ce sujet, il précise que ce montant inclut un montant de mauvaises créances d'Abitibi Bowater de 26,9 M\$, montant qu'il est confiant de récupérer³⁷.

[149] Bien que le solde redressé de 2,2 M\$ soit modeste, le Distributeur maintient sa demande de création d'un compte de frais reportés pour se prémunir contre le risque de mauvaises créances pour la clientèle GE en tout temps. De plus, il fait valoir ses efforts pour réduire la portée de ce compte en resserrant ses mesures de crédit particulièrement pour la clientèle GE.

[150] OC, S.É./AQLPA et l'UMQ sont en faveur de la création d'un compte de frais reportés. Cependant, S.É./AQLPA considère que ce compte de frais reportés doit être assorti d'une provision pour mauvaises créances de la clientèle GE et suggère des méthodes d'estimation.

[151] L'AQCIE/CIFQ s'oppose à la création d'un compte de frais reportés. Cet intervenant est d'avis, entre autres, que le risque de perception des mauvaises créances de la clientèle GE est inhérent au risque d'affaires du Distributeur et que le montant est

³⁷ Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 17.

généralement peu élevé. Il indique également qu'un tel compte éliminerait tout incitatif à ce que le Distributeur prenne des mesures appropriées. Si la Régie décidait d'accepter le compte de frais reportés, il suggère de fixer un seuil de 3 M\$.

[152] La Régie reconnaît que le Distributeur ne peut établir de provisions pour mauvaises créances pour les clients GE au coût de service de l'année témoin, puisque les difficultés financières de cette clientèle sont des éléments difficilement prévisibles et hors du contrôle du Distributeur.

[153] La Régie note que le Distributeur reconnaît que, jusqu'à tout récemment, les mauvaises créances n'ont pas été un enjeu. L'élément déclencheur en 2009, soit les mauvaises créances d'Abitibi Bowater d'un montant de 26,9 M\$, a été résolu en cours de dossier et le Distributeur est confiant de récupérer ce montant. Considérant que les montants non récupérés de mauvaises créances liées à la clientèle GE ne sont pas significatifs, la Régie est d'avis que la création d'un compte de frais reportés n'est pas justifiée.

[154] De plus, le Distributeur aura maintenant la possibilité, afin de réduire les mauvaises créances de la clientèle GE, de requérir des dépôts à cette clientèle (voir section 14.1).

[155] **Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition du Distributeur.**

3.4 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS RELATIF AU TARIF DE MAINTIEN DE LA CHARGE

[156] Dans sa décision D-2009-057³⁸, la Régie autorisait le Distributeur à créer, provisoirement, un compte de frais reportés afin d'y comptabiliser, dès le 1^{er} mai 2009, les écarts de revenus découlant de l'application du tarif de maintien de la charge. Cependant, elle déférait à la présente formation toute décision relative à l'inclusion du solde de ce compte de frais reportés au revenu requis et, le cas échéant, aux modalités de disposition.

³⁸ Décision D-2009-057, dossier R-3697-2009, page 5.

[157] Le Distributeur indique qu'un compte de frais reportés découlant de l'application du tarif est nécessaire, compte tenu des conditions économiques hors de son contrôle, de l'imprévisibilité du recours des clients au tarif de maintien de la charge et de la nécessité à rendre pleinement opérationnel ce tarif sans défavoriser aucune des parties.

[158] Le Distributeur précise que, depuis son introduction au texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* en 1993, huit clients du tarif L ont bénéficié de ce tarif pour des réductions totalisant approximativement 20 M\$, ce qui correspond à une réduction moyenne de la facture de ces clients d'environ 7 %. Le Distributeur prévoit, en raison de la détérioration de la situation économique, que des écarts de revenus de 6 M\$ pourraient être enregistrés dans le cadre de l'application de ce tarif au cours des deux prochaines années. En 2009, sept clients du tarif L ont déposé une demande d'adhésion à ce tarif.

[159] Le Distributeur rappelle que les conditions d'application du tarif de maintien de la charge sont contraignantes. Ce tarif s'applique à un client du tarif L qui doit démontrer qu'il éprouve des difficultés financières, qu'il obtient des réductions non remboursables sur ses coûts variables de la part des autres fournisseurs et que des mesures seront mises de l'avant pour améliorer la rentabilité de son entreprise. Il indique également que la réduction de la facture offerte par l'entremise de ce tarif couvre seulement la partie fixe des coûts du Distributeur. Comparativement aux plus petits clients, un arrêt des opérations d'un grand client industriel, en raison de l'importance de la charge, a un impact plus important pour le Distributeur et, par le fait même, pour l'ensemble de la clientèle³⁹.

Modalités de disposition

[160] Le Distributeur propose les modalités suivantes pour une année donnée, l'année de base 2009 correspondant à l'année de référence :

- la comptabilisation dans un compte de frais reportés hors base des écarts de revenus consentis aux clients qui se prévalent du tarif de maintien de la charge, sans intérêt, entre le 1^{er} mai 2009 et le 31 décembre 2009;

³⁹ Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, pages 24 et 25.

- la récupération de la totalité des écarts finaux portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification sur la période précédant son intégration au revenu requis soit, la période du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2010, s'effectue au revenu requis de la demande tarifaire du deuxième exercice subséquent (2011);
- les écarts seront versés en bloc au revenu requis du Distributeur sans amortissement;
- pour les années subséquentes à l'année 2009, les écarts seront portés au compte de frais reportés sur la période du 1^{er} janvier au 31 décembre, l'année 2009 faisant exception, le compte n'ayant été autorisé qu'à compter du 1^{er} mai;
- un suivi du compte de frais reportés sera effectué dans le cadre du rapport annuel du Distributeur, le premier étant prévu au rapport annuel de 2009.

[161] Le Distributeur indique que le tarif de maintien de la charge s'applique uniquement à la clientèle du tarif L. En vertu du principe de causalité des coûts et pour ne pas pénaliser les autres catégories de consommateurs, tout montant inscrit à ce compte de frais reportés sera attribué à cette clientèle.

[162] OC et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur. Cependant, OC croit opportun que le Distributeur procède à la récupération des sommes dès l'année suivante (2010) plutôt que l'année subséquent (2011). Quant à l'UMQ, elle soumet que le tiers des écarts de revenus doit être à la charge du Distributeur.

[163] S.É./AQLPA s'oppose à rendre permanent le compte de frais reportés et recommande de supprimer le tarif de maintien de la charge des *Tarifs et conditions du Distributeur*⁴⁰ (les Tarifs). Il note que ce ne sont pas seulement les clients du tarif L qui peuvent être affectés par des difficultés économiques, mais bien tous les clients de toutes les catégories.

⁴⁰ Les tarifs du Distributeur en vigueur le 1^{er} avril 2009 et les conditions de leur application, approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2009-021.

[164] La Régie reconnaît l'utilité du tarif de maintien de la charge. En raison de l'importance de sa charge, l'arrêt des opérations d'un client industriel a un impact important pour l'ensemble de la clientèle. Le tarif de maintien de la charge est donc à l'avantage de toute la clientèle.

[165] La Régie convient qu'un tel tarif peut pénaliser le Distributeur s'il n'est pas jumelé à un compte de frais reportés. **Étant donné les avantages de ce tarif, la Régie accueille favorablement la création d'un compte de frais reportés relatif au tarif de maintien de la charge.**

[166] En ce qui a trait aux modalités de disposition de ce compte de frais reportés, la Régie ne retient pas les modifications proposées par OC et l'UMQ. Les modalités de disposition proposées par le Distributeur respectent les principes et modalités réglementaires généralement établis. **La Régie accepte les modalités de disposition du compte de frais reportés relatif au tarif de maintien de la charge, telles que proposées par le Distributeur.**

[167] **La Régie demande cependant que le suivi du compte de frais reportés, qui sera effectué dans le cadre du rapport annuel du Distributeur, présente non seulement les montants agrégés, mais aussi les réductions par client de manière anonyme.**

3.5 MODALITÉS DE DISPOSITION DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS AUTORISÉS DANS LES PROJETS AUTORISÉS DE 10 M\$ ET PLUS

[168] Dans sa décision D-2009-016⁴¹, la Régie ne retenait pas l'établissement d'une règle systématique visant à récupérer l'ensemble des coûts associés aux projets d'investissement de 10 M\$ et plus non autorisés, incluant les charges afférentes à la réalisation de ces projets.

⁴¹ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, pages 20 et 21.

[169] Dans sa décision D-2009-081⁴², la Régie autorisait le Distributeur à créer un premier compte de frais reportés spécifique hors base pour le projet d'ajout de condensateurs sur le réseau de distribution. En conséquence, dans le présent dossier, le Distributeur propose les modalités de disposition des comptes de frais reportés lors de projets d'investissements de 10 M\$ et plus pour lesquels la Régie a autorisé le projet et la création d'un compte de frais reportés.

[170] Dans le cas où l'autorisation est obtenue au-delà des délais permettant leur intégration au revenu requis de l'année témoin, le Distributeur propose les modalités suivantes :

- les coûts afférents au projet sont versés hors base tarifaire au compte de frais reportés sur la base des coûts encourus;
- comme le solde du compte de frais reportés est calculé à partir des résultats finaux, le Distributeur propose de le refléter au revenu requis de la deuxième année témoin, suivant celle visée par les coûts.

[171] Dans le cas où l'autorisation est obtenue avant le dépôt du dossier tarifaire et en temps opportun pour permettre une intégration au revenu requis, le Distributeur propose de refléter les coûts afférents au projet au revenu requis de l'année témoin sur la base des coûts projetés.

[172] En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur indique que pour la majorité des projets, si la décision de la Régie précède d'au moins un mois le dépôt du dossier tarifaire, il serait possible d'intégrer les coûts afférents aux projets de l'année témoin au revenu requis de l'année témoin. En revanche, l'intégration des coûts des projets de grande envergure au revenu requis de l'année témoin pourrait retarder la production du dossier tarifaire et faire en sorte qu'il serait difficile de respecter cette date butoir. Ainsi, le moment de l'intégration des coûts de ces projets majeurs devrait être évalué au cas par cas⁴³.

[173] OC et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur.

⁴² Décision D-2009-081, dossier R-3698-2009, page 7.

⁴³ Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 37.

[174] Afin d'accélérer la prise en compte aux tarifs de tous les coûts afférents aux projets et de minimiser le plus possible le coût de financement lié au report de coûts, **la Régie accueille la proposition du Distributeur.**

[175] Toutefois, elle apporte une modification aux modalités de disposition des comptes de frais reportés autorisés dans les projets autorisés de 10 M\$ et plus. Ainsi, dans les cas où l'autorisation est obtenue avant le dépôt du dossier tarifaire et en temps opportun pour permettre une intégration au revenu requis, **la Régie demande au Distributeur de refléter au revenu requis de l'année témoin, les coûts afférents au projet de l'année témoin ainsi que ceux de l'année de base (quatre mois réels et huit mois projetés)⁴⁴.**

[176] **La Régie demande également au Distributeur de disposer du compte de frais reportés hors base du projet d'ajout de condensateurs sur le réseau de distribution et d'intégrer les coûts évalués à 1,3 M\$⁴⁵ pour l'année de base 2009 au revenu requis 2010.**

4. APPROVISIONNEMENTS

4.1 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[177] Les achats d'électricité du Distributeur passent de 4 988,0 M\$, montant autorisé en 2009, à 4 614,2 M\$ en 2010, soit une baisse de 373,8 M\$ (-7,5 %). Cette baisse s'explique principalement par une diminution des achats d'électricité postpatrimoniale de 202,2 M\$ et des ajustements des contrats spéciaux de 241,2 M\$ (crédeur), atténuée par une hausse des comptes de *pass-on* pour un montant total de 104,1 M\$ (débiteur).

⁴⁴ Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 26.

⁴⁵ Pièce B-1, HQD-3, document 6, page 5; pièce B-1, HQD-8, document 7, page 19.

TABLEAU 3
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2008 (réel)</i>	<i>2009 (D-2009-016)</i>	<i>2009 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2010 (projeté)</i>	<i>Différence 2010-2009 (D-2009-016)</i>	
Électricité patrimoniale	4 611,3	4 603,5	4 520,3	4 570,2	(33,3)	(0,7 %)
Électricité postpatrimoniale	431,4	487,3	378,6	285,1	(202,2)	(41,5 %)
Tarifs de gestion et énergie de secours	5,3	1,2	1,7	0,0	(1,2)	
Ajustement des contrats spéciaux	(74,3)	(14,4)	(243,9)	(255,6)	(241,2)	1 675,0 %
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité postpatrimoniale 2005-2009	(2,3)	(89,6)	(65,9)	14,5	104,1	116,2 %
<i>Compte de pass-on 2005</i>	(6,8)	0,0	0,0	0,0	0,0	
<i>Compte de pass-on 2006</i>	(11,5)	(6,3)	(6,3)	0,0	6,3	
<i>Compte de pass-on 2007</i>	(41,4)	12,0	12,0	0,0	(12,0)	
<i>Compte de pass-on 2008</i>	57,4	(95,3)	(95,3)	38,2	133,5	
<i>Compte de pass-on 2009</i>	0,0	0,0	23,7	(23,7)	(23,7)	
Compte de frais reportés pour l'option d'électricité interruptible	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
Total	4 975,6	4 988,0	4 590,8	4 614,2	(373,8)	(7,5 %)

Sources : Pièce B-1, HQD-5, document 2, page 3; pièce B-1, HQD-4, document 1, page 3

[178] **La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les achats d'électricité de 4 614,2 M\$.**

4.2 SOLDE DU COMPTE DE *PASS-ON*

[179] Le Distributeur demande à la Régie de refléter le solde débiteur de 14,5 M\$ des comptes de *pass-on* 2008 et 2009 au revenu requis de 2010, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 4
DÉTAIL DU SOLDE DU COMPTE DE PASS-ON POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2010

<i>(en M\$)</i>	<i>Compte de pass-on</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Intérêts</i>	<i>Total</i>
2008	0,0	37,9	0,3	38,2
2009	(29,1)	5,4	0,0	(23,7)
Total	(29,1)	43,3	0,3	14,5

Source : Extrait de la pièce B-1, HQD-8, document 7, page 14

[180] Le Distributeur inscrit, dans ses achats d'électricité de 2010, la différence entre le montant prévu du compte de *pass-on* 2008 de 95,3 M\$ (créditeur) présenté au dossier tarifaire R-3677-2008 et les données réelles au 31 décembre 2008 de 57,4 M\$ (créditeur), pour un montant de 38,2 M\$, incluant les intérêts.

[181] Il inscrit également le compte de *pass-on* prévu pour l'année 2009 sur la base de quatre mois d'écart réels et huit mois projetés, pour un montant de 23,7 M\$ (créditeur). Le compte de *pass-on* 2009 inclut un montant de 5,4 M\$ (débitteur) d'ajustement relatif à l'entente cadre de l'année réelle 2008, comptabilisé en 2009. Les données finales de l'entente cadre ne sont connues qu'après la fin de l'année réelle, ce qui fait en sorte que le montant d'ajustement y afférent est comptabilisé l'année subséquente.

[182] La Régie reconnaît le solde créditeur du compte de *pass-on* 2009 de 23,7 M\$ et l'ajustement débiteur du compte de *pass-on* 2008 de 38,2 M\$ inscrits dans l'année témoin 2010, conformément aux décisions antérieures.

4.3 INDICATEURS DE SUIVI POUR L'ANNÉE 2008

[183] Le Distributeur présente les indicateurs lui permettant de suivre et d'analyser ses activités d'approvisionnement.

[184] En 2008, le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux totaux (achats de long terme, achats de court terme et ventes) était de 92,85 \$/MWh, soit 5,95 \$/MWh plus élevé que si les achats et les ventes avaient été effectués au fur et à mesure sur le marché DAM de la zone HQ du NYISO. Dans ce cas, le coût total des

approvisionnement postpatrimoniaux aurait donc été de 28 M\$ inférieur au coût réellement encouru par le Distributeur.

[185] En ce qui a trait aux approvisionnements de long terme, le Distributeur explique que l'écart défavorable de 25,3 M\$ provient en partie du paiement des frais fixes reliés à la centrale de TCE, sans que l'énergie associée ne soit livrée.

[186] Le coût des approvisionnements de court terme était de 4,9 M\$ supérieur à ce qu'il aurait été si le Distributeur avait uniquement eu recours au marché de référence. Le Distributeur attribue principalement cette situation aux importants achats réalisés lors des heures de plus forte demande en janvier et en décembre 2008, à des prix supérieurs à la référence, et ce, afin d'éviter des dépassements à 300 \$/MWh en vertu de l'entente cadre.

[187] Enfin, les revenus des ventes étaient de 2,3 M\$ supérieurs aux revenus que le Distributeur aurait obtenus sur le marché. Le Distributeur explique que le faible volume d'énergie vendue lui avait permis d'obtenir des prix relativement élevés auprès des contreparties.

[188] La Régie note que l'utilisation de l'électricité patrimoniale était optimale en 2008.

[189] Le Distributeur a acquis un volume de 102,8 GWh en vertu de l'entente cadre, pour un coût de 8,5 M\$. La Régie constate qu'aucun dépassement du profil de l'électricité patrimoniale n'est survenu durant les heures de pointe à 300 \$/MWh.

[190] La Régie considère que les informations transmises par le Distributeur sont conformes aux attentes exprimées dans ses décisions tarifaires antérieures. Elle est généralement satisfaite des résultats mesurés par les indicateurs de suivi visant l'année historique 2008.

4.4 COÛT DE SUSPENSION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

[191] Dans la décision D-2007-134⁴⁶, la Régie demandait au Distributeur « *d'identifier spécifiquement, dans chacun de ses dossiers tarifaires concernés à venir, les indemnités à*

⁴⁶ Décision D-2007-134, dossier R-3649-2007, page 13.

verser à TCE en application des articles 25 et 26 de l'Entente finale, en regard des modifications tarifaires de Gaz Métro ».

[192] La Régie prend note de la justification du Distributeur quant aux coûts liés aux articles 25 et 26 de l'entente de suspension du contrat avec TCE visant l'année 2008⁴⁷.

[193] Conformément à la demande de la Régie exprimée dans la décision D-2009-016, le Distributeur évalue à 557 451 \$ le montant reflétant la diminution de 10 % du volume souscrit de TCE en 2009, selon le texte des Tarifs de Gaz Métro en vigueur le 1^{er} décembre 2008. En conséquence de la décision D-2009-156⁴⁸ modifiant le texte des Tarifs de Gaz Métro à compter du 1^{er} janvier 2010, **la Régie prend acte du fait que le montant pour 2009 n'a pas à être ajusté.**

[194] En ce qui a trait aux coûts reliés à la suspension des livraisons de la centrale de TCE en 2010, l'UC fait valoir que, si la Régie décide qu'une partie de ceux-ci doit être assumée par le Distributeur, le montant déterminé par la Régie à cet effet devra alors être retranché du revenu requis du Distributeur. L'expert de l'intervenante ne fait toutefois aucune proposition à cet égard⁴⁹.

[195] Pour l'AQCIE/CIFQ, les coûts associés à la suspension des livraisons de la centrale de TCE ne doivent pas être assumés par le Distributeur, compte tenu que la prévision de la demande qui justifiait le contrat d'approvisionnement à cette époque avait fait l'objet de représentations par les intervenants et d'une décision de la Régie⁵⁰.

[196] Par sa décision D-2009-125, la Régie approuvait la suspension en 2010 des activités de production d'électricité à la centrale de TCE⁵¹. **En conséquence, et après avoir pris connaissance des coûts relatifs à cette suspension pour 2010⁵², la Régie accepte leur inclusion au revenu requis du Distributeur.**

⁴⁷ Pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 43 et 44.

⁴⁸ Dossier R-3690-2009.

⁴⁹ Pièce A-24-7, pages 161 et 162.

⁵⁰ Pièce A-24-5, page 100.

⁵¹ Dossier R-3704-2009.

⁵² Pièce B-5, HQD-13, document 1, page confidentielle 43.

4.5 GESTION DES RISQUES

[197] Les principaux risques identifiés par le Distributeur sont la gestion des quantités d'approvisionnement requis pour combler la demande, l'évolution du prix du gaz naturel et l'évolution du prix du mazout. À la demande de la Régie, le Distributeur dépose son programme de gestion des risques. Deux types d'indicateurs y sont proposés, soit des indicateurs reliés au risque de crédit et des indicateurs reliés au risque de marché⁵³.

[198] Le Distributeur souligne que la valeur des indicateurs reliés au risque de marché varie à chaque jour. Pour l'année 2009, ces indicateurs n'ont pas atteint des sommes importantes, puisque les engagements de ventes et d'achats d'énergie ont tous été convenus sous dispense de la procédure d'appel d'offres et ont rarement excédé une durée d'une semaine. Le Distributeur est d'avis qu'un suivi particulier de ces indicateurs et la présentation de résultats en termes de « Gains et pertes réalisés⁵⁴ » ou de *Mark-to-market*⁵⁵ pourraient revêtir un certain intérêt, si un contrat d'approvisionnements d'une durée de plusieurs mois était signé et que la formule de prix de ce contrat était susceptible de conduire à un prix différent des indices de marché⁵⁶.

[199] La Régie constate que les transactions effectuées en 2008 concernent de faibles quantités, soit 0,9 TWh d'achats de court terme et 0,4 TWh de ventes. Cependant, la Régie considère limitative la proposition du Distributeur d'établir ces indicateurs pour les contrats de plusieurs mois seulement, puisque les prix de marché évoluent de façon horaire.

[200] Lorsque les transactions représenteront des volumes plus importants qu'au présent dossier tarifaire, les objectifs, les résultats et les indicateurs de performance reliés au risque de marché, pour des ententes bilatérales de un mois et moins, devront également être déposés dans le cadre des dossiers tarifaires, tel que demandé dans la décision D-2008-133⁵⁷.

⁵³ Pièce B-5, HQD-13, document 1, annexe B.

⁵⁴ Différence entre le prix prévu au contrat et le prix au marché des approvisionnements déjà réalisés. Pièce B-5, HQD-13, document 1, annexe B, page 4.

⁵⁵ Différence entre le prix prévu au contrat et le prix au marché des approvisionnements à venir. Il représente les gains ou les pertes non encore réalisés du portefeuille. Pièce B-5, HQD-13, document 1, annexe B, page 4.

⁵⁶ Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 45.

⁵⁷ Dossier R-3648-2007 Phase 2, page 47.

4.6 CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

[201] En vertu des conventions d'énergie différée conclues avec le Producteur, le Distributeur prévoit différer 4,2 TWh en 2009 et la même quantité en 2010. Il explique que le recours à ces conventions lui permet de limiter le volume d'énergie qu'il devra revendre pour rétablir l'équilibre offre-demande et minimiser les coûts associés aux approvisionnements postpatrimoniaux. Il précise qu'en différant l'énergie, il évite les coûts fixes, puisque le report des livraisons ne coûte rien⁵⁸.

[202] Deux intervenants questionnent l'utilisation des conventions d'énergie différée.

[203] EBMI est d'avis qu'en différant un maximum d'énergie en 2010, le Distributeur prend le risque de faire augmenter le solde d'énergie différée en 2020, dont les modalités de rachat restent à négocier. L'intervenante considère qu'il est moins risqué pour le Distributeur de revendre une partie de ses surplus en 2010, puisque la revente se fait à un prix estimé supérieur au coût d'opportunité (vente au tarif L), que de différer de l'énergie dans un compte qui est déjà en excédent.

[204] La Régie ne retient pas l'avis d'EBMI. D'une part, l'intervenante traite en partie de stratégies d'approvisionnement, un thème examiné dans le cadre des plans d'approvisionnement. D'autre part, l'hypothèse selon laquelle le coût d'opportunité des approvisionnements revendus serait le prix du tarif L ne peut être considérée, au plan économique et dans le cadre réglementaire actuel, comme une référence.

[205] L'UC, quant à elle, recommande à la Régie d'« *ordonner le recours au stockage d'un maximum d'énergie différée par HQP, en priorité au recours à toute autre mesure d'atténuation*⁵⁹ ».

[206] La Régie rappelle qu'elle n'examine pas, dans le cadre d'un dossier tarifaire, les quantités d'énergie différée au-delà de l'année témoin. Elle constate qu'en 2009 et 2010, le Distributeur prévoit différer 4,2 TWh, soit presque le maximum des 4,4 TWh pouvant être différé en vertu des conventions d'énergie différée⁶⁰. La Régie ne peut retenir la

⁵⁸ Pièce A-24-3, page 76.

⁵⁹ Pièce C-10-12, page 14.

⁶⁰ Dossier R-3648-2007 Phase 1, pièce B-40, HQD-1, document 5, page 11.

recommandation de l'UC qui introduirait une contrainte indésirable pour la gestion des approvisionnements du Distributeur en 2010.

5. SERVICE DE TRANSPORT

[207] Les coûts de service de transport présentés par le Distributeur sont évalués à 2 632,7 M\$ pour 2010, tel qu'indiqué au tableau suivant.

TABLEAU 5
SERVICE DE TRANSPORT

(en M\$)	2008 (réel)	2009 (D-2009-016)	2009 (réel 4/12 - budget 8/12)	2010 (projeté)	Différence 2010-2009 (D-2009-016)	
Charge locale	2 525,8	2 575,0	2 575,0	2 635,2	60,2	2,3 %
Compte de frais reportés 2005-2006	183,9	101,6	101,6	0,0	(101,6)	(100,0 %)
Compte de frais reportés 2007	58,9	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte de frais reportés 2008	0,0	2,9	2,9	0,0	(2,9)	(100,0 %)
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2007	(41,3)	(8,5)	(8,5)	(0,1)	8,4	98,8%
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2008	0,0	6,3	6,3	(5,5)	(11,8)	(187,3 %)
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2009	0,0	0,0	0,0	3,1	3,1	
Total	2 727,3	2 677,3	2 677,3	2 632,7	(44,6)	(1,7 %)

Source : Pièce B-1, HQD-4, document 1, page 3

Charge locale

[208] Conformément à la décision D-2007-12⁶¹, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon la meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande du Transporteur. Lors de sa demande tarifaire pour l'année témoin 2010⁶², le Transporteur estime à 2 635,2 M\$ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

⁶¹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, page 21.

⁶² Dossier R-3706-2009, pièce B-1, HQT-12, document 1, page 12.

[209] **La Régie reconnaît, à titre de charge locale, pour l'année 2010, le montant de 2 635,2 M\$.**

[210] Dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2010 serait rendue en temps opportun pour permettre au Distributeur de déposer, au plus tard le **18 mars 2010, à 12h** une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans le présent dossier, **la Régie permet au Distributeur de refléter tout ajustement de la facture de la charge locale à son revenu requis 2010⁶³.**

Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur

[211] Le Distributeur demande de porter en réduction du coût de service de transport de l'année témoin 2010 un montant de 0,1 M\$ provenant d'un ajustement des revenus de point à point du Transporteur de l'année 2007, montant n'ayant pas été reflété aux tarifs de 2008 ni aux tarifs de 2009.

[212] Le Distributeur demande de porter également en diminution du coût de service de transport de l'année témoin 2010 un montant de 5,5 M\$ provenant du compte de frais reportés relatif aux ajustements de l'année 2008. Le Transporteur indique un écart résiduel entre les données projetées et les données réelles de 5,8 M\$, dont 5,1 M\$ pour la charge locale, additionné des intérêts de 0,4 M\$.

[213] Le Distributeur demande aussi d'intégrer au coût de service de l'année témoin 2010 un montant de 3,1 M\$ pour l'ajustement relatif aux revenus de point à point de l'année 2009. L'écart de ces revenus, estimé par le Transporteur sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés, est de 3,7 M\$, dont une part de 3,1 M\$ est attribuée à la charge locale.

[214] **La Régie accepte que les coûts de service de transport de l'année témoin 2010 prennent en compte les montants de -0,1 M\$, de -5,5 M\$ et de 3,1 M\$ provenant respectivement des ajustements relatifs aux revenus de point à point du**

⁶³ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, pages 18 et 19.

Transporteur des années 2007, 2008 et 2009. Ce traitement réglementaire respecte la décision D-2008-024⁶⁴.

6. COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE

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

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

[216] Ces charges totalisent 3 098,1 M\$ et sont en hausse de 96,9 M\$ (3,2 %) par rapport au montant autorisé pour 2009.

TABLEAU 6
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2008 (réel)</i>	<i>2009 (D-2009-016)</i>	<i>2009 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2010 (projeté)</i>	<i>Différence 2010-2009 (D-2009-016)</i>	
Charges d'exploitation	1 254,4	1 262,1	1 281,3	1 334,9	72,8	5,8 %
Autres charges	794,3	1 009,9	1 022,5	1 002,0	(7,9)	(0,8 %)
Coût du capital	810,3	729,2	709,5	761,2	32,0	4,4 %
Total	2 859,0	3 001,2	3 013,3	3 098,1	96,9	3,2 %

Sources : Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 5; pièce B-33, HQD-2, document 3.1, page 3

6.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[217] Les charges d'exploitation passent d'un montant autorisé de 1 262,1 M\$ en 2009 à 1 334,9 M\$ en 2010, soit une hausse de 72,8 M\$ (5,8 %).

⁶⁴ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, pages 17 et 18.

TABLEAU 7
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2008 (réel)</i>	<i>2009 (D-2009-016)</i>	<i>2009 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2010 (projeté)</i>	<i>Différence 2010-2009 (D-2009-016)</i>	
Charges brutes directes	1 136,7	1 141,4	1 159,2	1 206,4	65,0	5,7 %
Masse salariale	772,0	775,6	743,2	800,6	25,0	3,2 %
Autres charges directes	364,7	365,8	416,0	405,8	40,0	10,9 %
Charges de services partagés	410,1	424,6	422,5	432,8	8,2	1,9 %
Coûts capitalisés	(328,7)	(345,8)	(340,6)	(348,2)	(2,4)	0,7 %
Frais corporatifs	36,3	41,9	40,2	43,9	2,0	4,8 %
Total	1 254,4	1 262,1	1 281,3	1 334,9	72,8	5,8 %

Source : Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 5

6.1.1 APPROCHE GLOBALE

[218] Selon le Distributeur, cette croissance de 72,8 M\$ (5,8 %) est attribuable à la hausse des activités, excluant les éléments spécifiques, pour un montant de 29,2 M\$ (2,5 %) et des éléments spécifiques hors de son contrôle ou ponctuels pour un montant de 43,6 M\$ (46,3 %).

TABLEAU 8
ACTIVITÉS DU DISTRIBUTEUR ET ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2008 (réel)</i>	<i>2009 (D-2009-016)</i>	<i>Reclassements</i>	<i>2009 (D-2009-016) incluant reclassements</i>	<i>2009 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2010 (projeté)</i>	<i>Différence 2010-2009 (D-2009-016)</i>	
Activités du Distributeur, excluant les éléments spécifiques	1 132,3	1 140,7	27,2	1 167,9	1 190,4	1 197,1	29,2	2,5 %
Éléments spécifiques	122,1	121,4	(27,2)	94,2	90,9	137,8	43,6	46,3 %
Total	1 254,4	1 262,1	0,0	1 262,1	1 281,3	1 334,9	72,8	5,8 %

Source : Pièce B-1, HQD-7, document 1, pages 6 et 8

[219] Certains intervenants se questionnent sur l'approche globale des charges d'exploitation utilisée par le Distributeur.

[220] Le Distributeur justifie l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation de ses activités de base selon un modèle qui utilise des paramètres⁶⁵. Quant aux éléments spécifiques, le Distributeur utilise certains critères pour déterminer si un nouveau coût doit être considéré comme un élément spécifique⁶⁶.

[221] Par souci de cohérence réglementaire et afin d'établir un point de référence clair, objectif et exempt des problèmes découlant du traitement distinct des éléments spécifiques, la FCEI recommande de mettre en place une approche paramétrique dans le même esprit que ce qui a été demandé au Transporteur dans la décision D-2009-015⁶⁷.

[222] L'AQCIE/CIFQ mentionne avoir de la difficulté à suivre l'approche du Distributeur dans le temps. En fait, il se demande si l'utilisation des éléments spécifiques n'est pas devenue, avec le temps, une méthode naturelle pour intégrer toute hausse de dépenses, afin de ne pas nuire à l'évaluation du poste « Activités du Distributeur » que l'on compare, notamment avec l'inflation. Cet intervenant croit qu'il serait temps de baliser davantage ce qui devrait être considéré comme un élément spécifique. Ainsi, pour permettre l'intégration d'un nouvel élément spécifique, le Distributeur devrait :

- démontrer qu'il ne remplace pas d'autres éléments similaires déjà inclus au poste « Activités du Distributeur »;
- démontrer que cet élément n'apporte pas avec lui des gains potentiels futurs, à défaut de quoi ces gains devraient être inclus également dans les éléments spécifiques dans le futur.

[223] OC appuie les conclusions de l'AQCIE/CIFQ.

[224] Dans sa décision D-2008-019, la Régie demandait au Transporteur, pour l'examen des charges d'exploitation, qu'un outil de référence soit développé à partir d'une approche globale de type paramétrique, laquelle a été adoptée dans la décision D-2009-015. Elle précisait que l'objectif visé consiste à bonifier et systématiser davantage l'approche globale en sélectionnant à l'avance les paramètres utilisés.

⁶⁵ Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 3.

⁶⁶ Pièce B-5, HQD-13, document 4, page 30.

⁶⁷ Décision D-2009-015, dossier R-3669-2008, pages 34 à 41 et 56 et 57.

[225] La Régie est d'avis que, bien que l'approche globale du Distributeur comporte certaines différences avec l'approche paramétrique du Transporteur, celle-ci tient compte également de certains paramètres et reflète la nature propre de ses activités. La Régie réitère que ces outils ne remplacent pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais visent plutôt à en faciliter l'appréciation. De plus, la Régie peut en tout temps remettre en question les paramètres utilisés.

[226] La Régie est toutefois préoccupée par le nombre croissant des éléments spécifiques année après année. Elle partage l'opinion de certains intervenants à l'effet qu'il faudrait mieux baliser ce qui doit être considéré un élément spécifique en resserrant les critères.

[227] La Régie demande au Distributeur que les éléments spécifiques soient adéquatement justifiés, en précisant si le nouveau coût est récurrent ou temporaire et si ce coût est hors de son contrôle ou découle d'exigences externes non en lien avec ses activités courantes de distribution d'électricité. Le Distributeur doit aussi démontrer qu'il ne remplace pas d'autres éléments similaires déjà inclus dans ses activités courantes.

Activités du Distributeur excluant les éléments spécifiques

[228] La hausse de 29,2 M\$ (2,5 %) ⁶⁸ des charges d'exploitation sous le contrôle du Distributeur s'explique essentiellement par :

- un facteur de progression combiné des charges de 2,5 %, soit un facteur de progression de 3,0 % pour la masse salariale et de 2,0 % pour les autres charges (27,0 M\$);
- un facteur de croissance des activités de 0,9 % liées aux nouveaux abonnements (9,3 M\$);
- des éléments de conciliation (7,5 M\$) associés au rendement des fournisseurs, aux frais corporatifs et à la récupération des coûts; le tout atténués par
- des gains d'efficacité de 1,25 % (-13,5 M\$) et des gains supplémentaires du SIC (-2,7 M\$).

⁶⁸ Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 3.

[229] Le Distributeur considère sa cible de charges d'exploitation pour 2010 comme un défi de taille à relever. Ce défi consiste à matérialiser de façon récurrente les gains d'efficience ainsi que les importantes réductions budgétaires totalisant 40 M\$ en 2008 et 10,5 M\$ en 2009, auxquelles s'ajoute un montant de 13,5 M\$ en 2010, tout en ne compromettant pas la qualité du service aux clients.

[230] L'AQCIE/CIFQ réfute les arguments du Distributeur qui prétend que ces charges sont largement tributaires des salaires conventionnés. Il juge que si le Distributeur accepte des indexations salariales qui dépassent l'évolution de l'inflation, celui-ci doit s'assurer de contrer cette hausse par des gains de productivité.

[231] De plus, l'AQCIE/CIFQ propose de réduire les charges d'exploitation d'un montant d'au moins 10 M\$. Ce montant représente un redressement du facteur de croissance combiné des charges au niveau de l'inflation. Selon l'intervenant, les prévisionnistes tendent de plus en plus vers un taux d'inflation inférieur au 2 % utilisé au présent dossier, soit un taux de 1,8 %⁶⁹.

[232] La Régie partage partiellement cette position. Elle demande au Distributeur de limiter la hausse de ses coûts pour les activités sous son contrôle à 2 %, équivalant à l'inflation, plutôt que 2,5 %. En conséquence, la Régie réduit de 5,8 M\$ les charges d'exploitation.

Reclassements vers la rubrique « Activités du Distributeur »

[233] Considérant ces activités stables et récurrentes pour les années 2009 et suivantes, le Distributeur reclasse de la rubrique « Éléments spécifiques » vers la rubrique « Activités du Distributeur » des montants de 9,4 M\$ relatifs à l'alimentation des clients de la région de Schefferville et de 17,8 M\$ relatifs à la maîtrise de la végétation.

[234] L'AQCIE/CIFQ suggère de laisser ces deux éléments à la rubrique « Éléments spécifiques » jusqu'au dossier tarifaire 2011, afin que le Distributeur puisse faire la preuve que ces activités sont stables et permanentes.

⁶⁹ Pièce C-1-9, rapport d'analyse, section 3.1.

[235] **La Régie accepte le reclassement des deux éléments. Elle demande cependant au Distributeur de présenter distinctement les coûts de ces éléments afin d'assurer le suivi dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.**

Éléments spécifiques

[236] Le Distributeur présente, au tableau suivant, le détail des éléments spécifiques totalisant 137,8 M\$ pour l'année témoin 2010.

TABLEAU 9
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DES CHARGES D'EXPLOITATION

(en M\$)	2008 (réel)	2009 (D-2009-016)	2009 (réel 4/12 - budget 8/12)	2010 (projeté)	Différence 2010-2009 (D-2009-016)	
Coût de retraite	50,4	57,2	25,4	55,6	(1,6)	(2,8 %)
Automatisation du réseau	5,4	6,8	6,8	8,1	1,3	19,1 %
Alimentation des clients de la région de Schefferville	6,8	9,4	9,4		(9,4)	(100,0 %)
Maîtrise de la végétation ⁽¹⁾	12,5	17,8	17,8		(17,8)	(100,0 %)
Stabilisation post projet SIC	25,0				0,0	
Projet pilote TDT (projet tarifaire Heure Juste)	3,5	0,3	0,3		(0,3)	(100,0 %)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	1,3	5,5	5,5	9,6	4,1	74,5 %
Programme spécial visant à contrer la subutilisation d'énergie	4,4	6,5	6,5	5,4	(1,1)	(16,9 %)
Inspection et retraitement des poteaux de bois		3,3	3,3	7,5	4,2	127,3 %
Gestion des cours d'entreposage de poteaux	3,2	2,5	2,5	2,9	0,4	16,0 %
Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils		4,0	4,0	4,0	0,0	
Mesures de sécurité cybernétique	5,6	8,1	8,1	8,7	0,6	7,4 %
Étude préliminaire - Migration SIC				4,0	4,0	
Transport collectif			0,5	1,5	1,5	
Mauvaises créances ⁽²⁾	23,3		27,9	28,3	28,3	
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution				1,2	1,2	
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld			0,1	1,0	1,0	
Sous-total	141,4	121,4	118,1	137,8	16,4	13,5 %
Reclassements dans les activités de base :						
Alimentation des clients de la région de Schefferville	(6,8)	(9,4)	(9,4)		9,4	100,0 %
Maîtrise de la végétation	(12,5)	(17,8)	(17,8)		17,8	100,0 %
Total	122,1	94,2	90,9	137,8	43,6	46,3 %

Source : Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 8

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

⁽²⁾ Correspond au rehaussement de la dépense pour mauvaises créances attribuable au contexte économique.

[237] La hausse des éléments spécifiques de 43,6 M\$ (46,3 %) s'explique principalement par :

- une diminution du coût de retraite de 1,6 M\$ s'appuyant sur des évaluations actuarielles;
- une hausse des coûts des éléments spécifiques des années antérieures totalisant 9,2 M\$;
- l'ajout de nouveaux éléments spécifiques totalisant 36,0 M\$, soit :
 - le rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale (28,3 M\$),
 - l'étude préliminaire en vue de la migration du SIC (4,0 M\$),
 - les études de faisabilité pour des projets de transport collectif (1,5 M\$),
 - l'ajout de condensateurs sur le réseau de distribution (1,2 M\$),
 - la mise à niveau du progiciel GE Smallword (1,0 M\$).

[238] Certains éléments spécifiques sont décrits ci-après.

Coût de retraite

[239] Le Distributeur évalue le coût de retraite à 55,6 M\$ en 2010, soit un montant essentiellement équivalent à celui autorisé en 2009. Le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire-conseils.

[240] Le Distributeur explique la diminution observée entre le montant autorisé en 2009 et celui de l'année de base essentiellement par la hausse des taux d'intérêt des obligations corporatives AA qui servent à établir le taux d'actualisation. En raison de la crise économique, les taux d'intérêt des obligations corporatives AA ont augmenté à un niveau exceptionnel par rapport aux taux des obligations gouvernementales à la fin 2008, entraînant ainsi une baisse significative du coût de retraite en 2009.

[241] Toutefois, aux fins de la prévision du coût pour 2010, le Distributeur anticipe une baisse du taux d'actualisation. Cette hypothèse est considérée la plus probable compte tenu du fait que les taux d'intérêt des obligations corporatives AA sont actuellement exceptionnellement élevés.

[242] L'ACEF de Québec se questionne sur le coût de la retraite. Elle considère que celui-ci est relativement instable et pense qu'il y aurait lieu d'en améliorer l'évaluation par un compte de frais reportés ou en demandant au Distributeur de valider ses prévisions lors de la remise à jour du taux de rendement.

[243] L'UMQ remarque que les coûts ne sont pas déraisonnables en valeur absolue, mais le sont lorsque rapprochés de la diminution observée entre le montant autorisé en 2009 et celui de l'année de base. Étant donné que l'historique des coûts de retraite réels et projetés depuis 2004 ne montre pas de biais défavorable à la clientèle, l'UMQ accepte la projection pour 2010. Elle mentionne que la Régie a, dans une décision antérieure, spécifiquement écarté toute proposition de demande de création d'un compte de frais reportés pour les coûts de retraite⁷⁰. Selon l'intervenante, un tel compte de frais reportés aurait pu protéger les intérêts tant de la clientèle que du Distributeur.

[244] **La Régie accepte la prévision du coût de retraite du Distributeur pour l'année témoin.**

Mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale

[245] Le Distributeur demande un rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale évalué à 28,3 M\$ pour 2010, et ce, malgré la mise en place de mesures de gestion pour récupérer le plus rapidement possible les comptes en souffrance de 2008 et contenir le vieillissement des comptes de 2009 et 2010.

[246] Il explique que la dégradation significative du contexte économique se traduit par des retards de paiement des clients beaucoup plus importants que dans le passé, résultant en un vieillissement marqué des comptes à recevoir. De plus, les pertes anticipées pour les faillites résidentielles et commerciales atteignent un niveau inégalé. Il est d'avis que la reprise économique sera lente et modeste, le marché du travail mettra du temps à se raffermir et la croissance attendue de l'emploi en 2010 ne suffira pas à combler les pertes enregistrées au cours de la récession⁷¹.

⁷⁰ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 56.

⁷¹ Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 18.

[247] Contrairement à la clientèle GE, le Distributeur est en mesure d'établir une prévision pour la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale, compte tenu du nombre et de la dispersion des effets selon la loi des grands nombres. Il présente aussi le modèle qu'il utilise pour établir la provision pour mauvaises créances⁷².

[248] L'ACEF de Québec recommande d'ajuster la charge de mauvaises créances à un niveau moyen permettant de couvrir un cycle économique complet.

[249] L'UMQ propose la création d'un compte de frais reportés pour une portion du rehaussement de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale. Pour l'année 2010, seul un montant de 15 M\$ serait intégré au revenu requis 2010.

[250] La Régie considère que le rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale évalué à 28,3 M\$ pour 2010 est suffisamment justifié par le Distributeur. Par conséquent, la Régie ne retient pas la proposition de l'UMQ qui demande de créer un compte de frais reportés, puisque cette proposition va à l'encontre du principe réglementaire qui alloue les coûts encourus pour une année aux tarifs de la même année. De plus, cette proposition génère des coûts de financement additionnels.

[251] **La Régie accepte la proposition du Distributeur.**

Étude préliminaire en vue de la migration SIC

[252] Le Distributeur indique qu'il est nécessaire de débiter les travaux d'analyse préliminaire du projet de migration SIC. Bien que la mise en route du SIC ait eu lieu au début de 2008, les versions des progiciels utilisées sont celles acquises en 2005. Ces projets de migration étaient prévus initialement à raison d'une mise à niveau majeure tous les cinq ans.

[253] Le Distributeur demande un montant de 4,0 M\$ en 2010 afin d'amorcer une analyse qui permettra, en outre, de bien positionner dans le temps ces travaux, pour

⁷² Pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 30 à 32; pièce B-11, HQD-13, document 1.1, pages 19 et 20.

assurer leur réalisation avant d'atteindre la fin de la période de support des principaux fournisseurs des logiciels en 2011 et 2012.

[254] **La Régie accepte la proposition du Distributeur.**

Gestion des cours d'entreposage de poteaux

[255] En 2007, le MDDEP émettait des nouvelles exigences. Le Distributeur demande un montant de 2,9 M\$ en 2010 afin de compléter les travaux amorcés en 2008 et 2009 et de procéder à la réhabilitation et l'implantation d'équipements de deux autres cours à poteaux, portant le total des grandes cours réhabilitées à cinq à la fin de 2010. En fonction des résultats obtenus lors des essais pilotes qui seront réalisés jusqu'en 2010, des cibles de performance pourraient être convenues conjointement entre le Distributeur et le MDDEP. À l'issue de l'entente, le Distributeur vise la mise en place d'un programme applicable à l'ensemble de ses cours à poteaux non encore modifiées, soit un peu plus d'une vingtaine de cours.

[256] Le GRAME souhaite s'assurer que les passifs environnementaux liés à l'existence de contaminations de sites soient inscrits à l'encontre des actifs correspondants. Il mentionne que la gestion des cours d'entreposage de poteaux est un exemple illustrant la réhabilitation d'un terrain contaminé. S.É./AQLPA émet les mêmes préoccupations que cet intervenant.

[257] Questionné à ce sujet, le Distributeur explique de façon détaillée le traitement comptable en matière de réhabilitation des sols. Il confirme suivre actuellement les PCGR et que des changements sont à prévoir lors du passage aux normes internationales IFRS au 1^{er} janvier 2011.

[258] **La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur.**

6.1.2 APPROCHE SPÉCIFIQUE

[259] La Régie analyse l'évolution des charges d'exploitation dans une perspective globale. Elle accorde également une attention particulière aux justifications spécifiques

présentées au soutien de la croissance des charges d'exploitation entre ce qui a été autorisé en 2009 et ce qui est demandé pour 2010.

Charges brutes directes

[260] Les charges brutes directes se composent de la masse salariale (incluant les effectifs et les régimes de rémunération variable) et des autres charges directes.

Masse salariale

[261] La masse salariale s'établit à 800,6 M\$, en hausse de 25,0 M\$ (3,2 %) par rapport au montant autorisé en 2009. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation des salaires de base (12,4 M\$) et des avantages sociaux (6,3 M\$).

[262] Les salaires de base passent d'un montant autorisé de 522,1 M\$ en 2009 à 534,5 M\$ en 2010, soit une hausse de 12,4 M\$ (2,4 %). Cette croissance découle principalement des augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail en vigueur (2 %), de la progression salariale des employés (1 %) et de l'évolution des effectifs. La hausse des salaires de base est toutefois atténuée par des gains d'efficacité, le rajeunissement de la main-d'œuvre et la proportion supérieure des effectifs temporaires.

[263] Pour leur part, le temps supplémentaire et les primes et revenus divers sont en hausse respectivement de 3,3 M\$ (6,7 %) et de 3,0 M\$ (7,1 %). Le Distributeur mentionne que les prévisions 2010 sont établies en fonction des résultats réels 2008 ou ceux de l'année de base 2009. Il souligne qu'il effectue une gestion globale de ses charges d'exploitation tout en s'assurant du respect de son enveloppe budgétaire. Ainsi, l'augmentation d'une rubrique des charges d'exploitation implique une diminution équivalente d'une ou plusieurs autres rubriques de coûts.

[264] L'UMQ soumet qu'avec l'augmentation des effectifs en ETC et le ralentissement de la croissance des abonnements, le budget projeté pour le temps supplémentaire doit être réduit d'au moins 3 M\$.

[265] Quant aux charges relatives aux avantages sociaux, elles passent de 162,0 M\$ autorisés en 2009 à 168,3 M\$ en 2010, soit une hausse de 6,3 M\$ (3,9 %). Cette hausse

est due à la croissance de la masse salariale dans son ensemble et à l'augmentation de la cotisation patronale aux régimes d'assurance vie et d'assurance santé.

Effectifs du Distributeur

[266] Le nombre d'ETC passe de 8 127 ETC autorisés en 2009 à 8 272 ETC en 2010, soit une hausse de 145 ETC attribuable aux éléments suivants :

- augmentation du nombre d'effectifs découlant de la réalisation de certains dossiers spécifiques (54 ETC);
- effectifs supplémentaires requis afin de stabiliser le délai moyen de réponses téléphoniques (33 ETC);
- hausse des effectifs associés aux activités de maintenance et d'exploitation en production et transport des réseaux autonomes (17 ETC);
- ajout d'effectifs temporaires afin de réaliser la charge de travail relative au rappel de lots de compteurs qui répond à une obligation légale (17 ETC);
- embauche d'effectifs pour effectuer la formation d'employés utilisant le SIG (24 ETC) et pour assurer la pérennité de la formation (16 ETC);
- augmentation de devancements de comblements de postes afin de réaliser le transfert de connaissance lors de départs à la retraite ou lors de mouvements de personnel à l'interne de l'entreprise (20 ETC);
- gains d'efficacité à la suite de la mise en place du SIC (-36 ETC).

[267] Questionné à propos des 33 ETC supplémentaires requis afin de stabiliser le délai moyen de réponses téléphoniques, le Distributeur mentionne que, selon son évaluation à ce jour, il est fort probable qu'il n'y aura pas 33 effectifs dédiés à cette activité et que ces derniers seront réalloués aux endroits appropriés⁷³.

[268] L'ACEF de Québec et OC recommandent de rejeter les coûts associés à l'ajout de ces 33 ETC afin que les abonnés profitent entièrement des gains d'efficacité à la suite de la mise en place du SIC. OC évalue les coûts à 2,4 M\$.

⁷³ Pièce A-24-2, pages 94 et 95.

[269] La Régie note que, dans le cadre du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec, quelque 30 % des employés pourraient prendre leur retraite d'ici 2013. Le Distributeur mentionne que les départs massifs à la retraite offrent l'opportunité de revoir ses processus afin d'améliorer son efficacité, avec pour résultante une optimisation de sa productivité et de ses façons de faire par des mesures telles que la réorganisation du travail, l'harmonisation des méthodes et l'acquisition de nouvelles compétences en lien avec ses besoins d'affaires. À l'heure actuelle, le Distributeur indique ne pas être en mesure d'estimer de combien le nombre d'ETC pourrait être réduit par le biais de départs à la retraite. Cet exercice sera effectué par les gestionnaires au fur et à mesure que les postes deviendront vacants⁷⁴.

[270] La Régie s'étonne de l'absence d'un plan global de gestion des effectifs. **Elle demande au Distributeur, lors du prochain dossier tarifaire, de quantifier le nombre d'ETC qui pourrait être réduit à la suite de départs à la retraite ainsi que son impact sur la masse salariale.**

[271] Pour le présent dossier toutefois, considérant que le Distributeur n'est pas en mesure d'estimer de combien le nombre d'ETC pourrait être réduit par le biais de départs à la retraite en 2010 et que les 33 ETC supplémentaires requis afin de stabiliser le délai moyen de réponses téléphoniques ne s'avèrent plus nécessaires, **la Régie demande au Distributeur de réduire la masse salariale de 33 ETC pour un montant estimé à 2,4 M\$.**

Régimes de rémunération variable

[272] Le Distributeur présente les deux régimes de rémunération variable en vigueur dans l'entreprise. Il rappelle que l'établissement des coûts du régime d'intéressement corporatif ainsi que du régime de gestion de la performance prend pour hypothèse l'atteinte des résultats du PDG et du Distributeur à la cible de 67 %.

[273] EBMI soumet que le déclencheur financier basé sur l'ensemble de l'entreprise est problématique et qu'il y a apparence de conflit d'intérêts.

⁷⁴ Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, pages 30 et 31.

[274] **La Régie considère que l'examen de cet enjeu a eu lieu dans le cadre du dossier tarifaire 2009-2010 et elle réitère sa position énoncée dans sa décision D-2009-016⁷⁵ :**

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

Autres charges directes

[275] Les autres charges directes atteignent 405,8 M\$ en 2010 par rapport au montant autorisé de 365,8 M\$ en 2009. L'augmentation de 40,0 M\$ (10,9 %) provient d'un rehaussement des charges de mauvaises créances de 32,6 M\$, dont 28,3 M\$ liées à la mauvaise conjoncture économique, et d'une augmentation des services professionnels de 10,2 M\$ consacrés aux éléments spécifiques.

Charges de services partagés

[276] Les charges de services partagés sont de 432,8 M\$ en 2010, en hausse par rapport à un montant autorisé de 424,6 M\$ en 2009. Cette augmentation de 8,2 M\$ (1,9 %) est essentiellement attribuable à la croissance normale des coûts.

Coûts capitalisés

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

[278] Les coûts capitalisés passent d'un montant autorisé de 345,8 M\$ en 2009 à 348,2 M\$ en 2010, soit une hausse de 2,4 M\$ (0,7 %). Cette hausse est essentiellement attribuable à la croissance normale des coûts.

⁷⁵ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 57.

Frais corporatifs

[279] 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.

[280] La part du Distributeur s'élève à 43,9 M\$ en 2010, comparativement à un montant autorisé de 41,9 M\$ en 2009, soit une hausse de 2,0 M\$ (4,8 %). L'augmentation s'explique en grande partie par l'indexation des coûts prévus des activités courantes de même que par l'évolution du volume des activités.

[281] La Régie rappelle qu'elle s'est prononcée à plusieurs reprises sur les frais corporatifs imputés au Distributeur et qu'elle les a reconnus à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur⁷⁶.

Dons et commandites

[282] Les charges en dons et commandites font l'objet d'une analyse particulière dans le cadre du présent dossier tarifaire⁷⁷. Les dons et commandites sont intégrés aux frais corporatifs liés au groupe « Affaires corporatives et secrétariat général ». Le budget associé à ces charges s'élève à 7,5 M\$ en 2010 et est identique à celui de l'année précédente⁷⁸.

[283] La Régie s'est déjà prononcée sur les frais corporatifs, notamment sur leur ampleur et sur leur répartition entre les entités fonctionnelles d'Hydro-Québec⁷⁹. Cependant, elle ne s'est jamais prononcée spécifiquement sur les charges relatives aux dons et commandites.

[284] Le Distributeur justifie l'inclusion des charges relatives aux dons et commandites au coût de la prestation de son service ainsi que les sommes qui leur sont allouées en mentionnant qu'elles servent à promouvoir ses orientations stratégiques auprès de sa

⁷⁶ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, page 46; décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, page 79.

⁷⁷ Décision D-2009-117, pages 9 et 10.

⁷⁸ Pièce B-5, HQD-13, document 6, page 13.

⁷⁹ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 Phase 2, pages 61 à 67.

clientèle et qu'elles lui permettent de répondre au désir de l'actionnaire de voir les sociétés d'État engagées socialement. Il rappelle que l'ensemble des frais corporatifs a été à maintes reprises accepté par la Régie dans le cadre des demandes tarifaires passées⁸⁰.

[285] L'ACEF de Québec considère que les sommes versées en dons et commandites par le Distributeur ne peuvent être incluses au coût de service pour diverses raisons dont, notamment l'absence de preuve quant à l'utilité directe de ces sommes pour desservir la clientèle du Distributeur. Pour l'intervenante, ces sommes doivent être assumées à même les bénéficiaires du Distributeur⁸¹.

[286] La FCEI se questionne sur le lien de causalité entre le programme de dons et commandites du Distributeur et la prestation de service de ce dernier. Elle reconnaît qu'une partie des commandites assumées par le Distributeur sert à promouvoir les activités et services de celui-ci et qu'elle peut ainsi être incluse au coût de service. Toutefois, l'intervenante considère que le Distributeur ne peut établir ce lien de causalité dans tous les cas qu'il énumère⁸².

[287] S.É./AQLPA est favorable à l'inclusion des dons et commandites au coût de service du Distributeur puisqu'il estime que ceux-ci permettent au Distributeur de remplir son rôle d'entreprise citoyenne et d'être actif au plan du développement durable⁸³.

[288] L'UC considère que les charges en dons et commandites ne peuvent être incluses au coût de service du Distributeur puisque, d'une part, il s'agit de dépenses discrétionnaires répondant aux politiques de subventions publiques de l'actionnaire et, d'autre part, d'autres ressources incluses au revenu requis du Distributeur remplissent déjà les fonctions que les dons et commandites peuvent avoir⁸⁴.

⁸⁰ Pièce B-5, HQD-13, document 6, pages 13 et 14; pièce C-10-12, page 21.

⁸¹ Pièce A-24-8, page 70.

⁸² Pièce C-12-4, page 5.

⁸³ Pièce A-24-8, pages 211 et 212.

⁸⁴ Pièce A-24-7, pages 141 à 143.

[289] La Régie juge que les dons et commandites font partie des dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service au sens de l'article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁸⁵ (la Loi). Elle accepte le montant de 7,5 M\$ en dons et commandites pour l'année tarifaire 2010.

[290] Par ailleurs, la Régie s'interroge sur les variations des charges relatives aux frais corporatifs du Distributeur qui évoluent à la hausse sans contrôle possible par ce dernier.

[291] La Régie demande au Distributeur de produire un document de réflexion, lors du prochain dossier tarifaire, proposant des pistes concrètes pour contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs imputés au Distributeur par rapport à ses charges d'exploitation et à certains indicateurs économiques.

6.1.3 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[292] Le Distributeur présente des charges d'exploitation en hausse de 72,8 M\$ (5,8 %) par rapport au montant autorisé en 2009. N'eut été du rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale évalué à 28,3 M\$, les charges d'exploitation auraient été en hausse de 44,5 M\$ (3,5 %) en 2010.

[293] La Régie approuve les charges d'exploitation au montant de 1 328,0 M\$ pour l'année témoin 2010, en tenant compte des modifications suivantes :

- **une réduction globale des charges d'exploitation de 5,8 M\$, à laquelle s'ajoute une réduction de la masse salariale estimée à 2,4 M\$⁸⁶; et**
- **une disposition du compte de frais reportés hors base du projet de condensateurs sur le réseau de distribution au montant de 1,3 M\$ (voir section 3.5).**

⁸⁵ L.R.Q., c. R-6.01.

⁸⁶ Réduction de 33 ETC.

6.2 AUTRES CHARGES

[294] Les autres charges passent d'un montant autorisé de 1 009,9 M\$ en 2009 à 1 002,0 M\$ en 2010, soit une baisse de 7,9 M\$ (-0,8 %) attribuable à une diminution des taxes pour un montant de 11,6 M\$.

TABLEAU 10
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2008 (réel)</i>	<i>2009 (D-2009-016)</i>	<i>2009 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2010 (projeté)</i>	<i>Différence 2010-2009 (D-2009-016)</i>	
Achats de combustible	69,9	82,9	82,9	84,5	1,6	1,9 %
Amortissement et déclassement	640,4	850,2	862,6	852,3	2,1	0,2 %
Taxes	84,0	76,8	77,0	65,2	(11,6)	(15,1 %)
Total	794,3	1 009,9	1 022,5	1 002,0	(7,9)	(0,8 %)

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

Achats de combustible

[295] Dans sa décision D-2009-016, la Régie autorisait le Distributeur à fixer ses achats de combustible de l'année 2009 à 82,9 M\$, soit à un montant comparable à celui prévu pour l'année de base 2008. Elle lui demandait également de porter à un compte de frais reportés la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés en 2009 pour les achats de combustible⁸⁷.

[296] Le Distributeur évalue désormais ses achats de combustible à 94,6 M\$ pour l'année de base 2009 sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés, selon les modalités de disposition du compte de frais reportés qu'il propose (voir section 3.2). Cette hausse par rapport au montant autorisé provient principalement du prix de certains contrats d'achats de combustible, dont celui du mazout lourd destiné aux Îles-de-la-Madeleine, qui ont été fixés en 2008, alors que les prix moyens du marché *spot* de WTI étaient plus élevés que ceux observés lors de l'établissement des données du dossier tarifaire précédent.

⁸⁷ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 62.

[297] **La Régie accepte qu'un montant de 11,7 M\$ soit porté au compte de frais reportés pour les coûts de combustible.**

[298] Pour l'année 2010, le Distributeur estime à 84,5 M\$ sa prévision d'achats de combustible, laquelle inclut le montant de 11,7 M\$ mentionné au paragraphe précédent. La prévision au montant de 72,8 M\$ est basée sur la moyenne des prix à terme du mois de juin 2009 qui s'avère inférieure aux références des deux derniers dossiers tarifaires.

[299] Le RNCREQ, à la suite des informations fournies par le Distributeur⁸⁸, soumet qu'une correction doit être apportée au coût de combustible prévu pour l'année 2010 pour l'alimentation des réseaux autonomes⁸⁹. Le Distributeur réplique qu'une mise à jour pourrait être effectuée sur cette base, mais qu'elle n'est pas nécessaire, puisque le coût constaté en décembre 2009 est sensiblement le même que le coût prévu en avril 2009 soumis au dossier et qui était erroné⁹⁰. À la suite de ces remarques du Distributeur, la Régie ne juge pas opportun d'ajuster la prévision d'achats de combustible.

[300] **La Régie accepte la prévision des coûts d'achats de combustible pour l'année 2010. Elle demande au Distributeur d'inclure dorénavant, lors du dépôt de sa preuve initiale au soutien de son dossier tarifaire, un tableau présentant les volumes et les coûts de combustible et regroupant les informations présentées aux pièces B-26, HQD-14, document 2.1, page 3 et B-5, HQD-13, document 8, page 5, tableau R-2.1.**

Amortissement

[301] La charge totale d'amortissement est de 852,3 M\$ pour l'année témoin 2010, en hausse de 2,1 M\$ (0,2 %) comparativement au montant autorisé pour 2009.

[302] Le passage à la méthode d'amortissement linéaire dès le 1^{er} janvier 2010 a pour effet d'augmenter de 105,3 M\$ la charge d'amortissement globale du Distributeur. Malgré cet ajout important, la prévision de 2010 demeure stable par rapport à 2009. Ce résultat s'explique par l'intégration en 2009 de deux ajustements non récurrents, soit

⁸⁸ Pièce confidentielle B-29, page 14.

⁸⁹ Pièce A-24-8, pages 233 et 234.

⁹⁰ Pièce A-24-9, pages 139 et 140.

l'amortissement intégral du solde des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour un montant de 111,4 M\$ de même que la récupération d'une partie du compte de nivellement pour la température découlant de la nouvelle normale climatique, pour un montant de 62,0 M\$.

[303] Les prévisions 2010 tiennent compte d'une hausse de 120,6 M\$ de la charge d'amortissement des immobilisations en exploitation. Cette hausse s'explique essentiellement par le fait que les immobilisations en exploitation représentent la quasi-totalité des actifs visés par le changement de la méthode d'amortissement autorisé par la décision D-2010-020 (voir section 3.1.1).

[304] De plus, une hausse de la charge d'amortissement de 15,7 M\$ par rapport au montant autorisé en 2009 provient de la croissance des investissements du PGEÉ et du programme en efficacité énergétique de l'AEÉ.

[305] En ce qui a trait aux prévisions des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, ils sont en hausse de 35 M\$, passant de 15 M\$ autorisés en 2009 à 50 M\$ en 2010. Cette hausse des retraits d'actifs provient essentiellement des travaux de corroboration pour un montant additionnel de 15 M\$ et des travaux de mise en conformité pour un montant de 20 M\$.

[306] Pour ce qui est des travaux de corroboration, le Distributeur explique que la prévision des retraits d'actifs pour 2010 est basée sur les résultats réels 2008, connus tardivement et n'ayant donc pu servir de référence pour établir la prévision 2009. Les résultats anticipés en 2010, comme ceux constatés en 2008, s'expliquent en partie par le degré de précision amené par la mise à niveau progressive des inventaires du SIG depuis 2007⁹¹.

[307] Quant aux travaux de mise en conformité, le Distributeur indique, d'une part, que le passage aux normes internationales IFRS demande de revoir le découpage des composantes des actifs d'Hydro-Québec. Bien que déjà conforme en matière de conventions comptables, le Distributeur doit finaliser la mise en conformité de certaines catégories de ses immobilisations corporelles et incorporelles. Cette mise en conformité peut mener à des retraits d'actifs, à des fermetures, à des fusions ainsi qu'à des scissions de catégories d'actifs. Cette révision aura donc des impacts monétaires sur la charge

⁹¹ Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, pages 39 et 40.

d'amortissement. Ces travaux doivent majoritairement être complétés en 2010 afin que le registre des immobilisations soit conforme au 1^{er} janvier 2011⁹².

[308] D'autre part, le Distributeur mentionne aussi, en audience, que cette prévision de 20 M\$ est attribuable à des travaux de corroboration sur 10 % des actifs qui, jusqu'à présent, n'ont pas été corroborés. Il évalue entre 22 M\$ et 28 M\$ ces retraits d'actifs, correspondant à environ à 0,3 % de la valeur nette des actifs⁹³.

[309] Le Distributeur précise qu'il s'agit d'une mesure ponctuelle et que ces travaux de mise en conformité sont des travaux comptables nécessaires qui aurait été faits de toute façon dans le cadre des normes canadiennes de l'ICCA, mais qui ont été devancés en raison du passage aux normes internationales IFRS. Il souligne qu'il est opportun d'inclure au revenu requis le montant de 20 M\$ dès 2010, puisqu'il s'inscrit dans un contexte favorable de stabilité tarifaire. Ce même argument justifie la mise en application du changement de la méthode d'amortissement dès 2010⁹⁴.

[310] L'ACEF de Québec recommande de retirer du revenu requis 2010 la charge d'amortissement de 20 M\$ associée aux travaux de corroboration et de mise en conformité aux normes internationales IFRS. Elle recommande également de justifier individuellement les équipements retirés dépassant un seuil de 5 M\$ et de présenter un historique des retraits.

[311] L'AQCIE/CIFQ est d'avis que les travaux de mise en conformité aux normes internationales IFRS doivent être traités en phase 2 du dossier R-3703-2009 et que le montant de 20 M\$ ne doit pas être inclus au revenu requis 2010, ces coûts devant être traités avec les autres ajustements qui seront nécessaires à la suite de la phase 2 de ce dossier. Subsidiatement, il propose que ce montant soit incorporé dans un compte de frais reportés, lequel serait traité en phase 2 du dossier R-3703-2009.

[312] L'UC considère qu'une somme de 30 M\$ représentant le double de la dépense de l'année dernière pour les retraits d'actifs est plus que raisonnable, considérant la preuve soumise et qu'une somme additionnelle de 20 M\$, pour la mise en conformité aux normes

⁹² Pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 93 et 94.

⁹³ Pièce A-24-2, pages 224 et 225; pièce A-24-8, pages 34 et 35.

⁹⁴ Pièce A-24-8, pages 35 et 36.

internationales IFRS, devrait être traitée en phase 2 du dossier R-3703-2009. L'UC recommande de limiter les coûts de retraits d'actifs de 2010 à 30 M\$.

[313] L'UMQ soumet que le budget de 20 M\$ n'est pas suffisamment justifié. Elle propose de reconnaître un montant de 10 M\$ au revenu requis 2010 et de créer un compte de frais reportés pour capter, jusqu'à un maximum de 20 M\$, la différence entre les charges réelles encourues et le montant déjà reconnu au revenu requis 2010.

[314] La Régie note l'avis de certains intervenants selon lequel la demande du Distributeur concernant la mise en conformité aux normes internationales IFRS devrait être traitée en phase 2 du dossier R-3703-2009 puisque le passage aux normes internationales IFRS est prévu pour le 1^{er} janvier 2011. Cependant la Régie tient compte du contexte de la présente demande et reconnaît que l'inclusion d'une somme de 20 M\$, dès 2010, s'inscrit dans un contexte favorable de stabilité tarifaire, et ce, au même titre que l'impact de la modification de la méthode d'amortissement.

[315] La Régie note également que les résultats anticipés en 2010 des exercices de corroboration, comme ceux constatés en 2008, s'expliquent en partie par le degré de précision amené par la mise à niveau progressive des inventaires du SIG depuis 2007. La Régie accepte la proposition du Distributeur du montant prévu de 30 M\$ puisque ces actifs ne sont plus utiles à la distribution d'électricité et ne seront plus rémunérés.

[316] La Régie autorise la prévision des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels au montant de 50 M\$ en 2010. La Régie demande au Distributeur de présenter, à partir du prochain rapport annuel, un détail des retraits d'actifs réalisés par catégorie d'actifs et d'expliquer les variations relatives au montant autorisé.

[317] La Régie accepte la charge totale d'amortissement, telle que proposée par le Distributeur.

Taxes

[318] La diminution des taxes de 11,6 M\$ (-15,1 %) s'explique par la baisse progressive du taux de la taxe sur le capital, annoncée par le ministre des Finances du Québec en 2005. Intégrant les taux d'imposition du capital versé établis au budget provincial du

24 mai 2007, la taxe sur le capital a ainsi diminué de plus de moitié entre 2008 et 2010. L'abolition de la taxe sur le capital est prévue au 1^{er} janvier 2011.

[319] La Régie accepte d'inclure au revenu requis 2010 les charges de taxes, telles que présentées par le Distributeur.

6.3 COÛT DU CAPITAL

[320] Initialement, le Distributeur présentait un coût du capital au montant de 736,2 M\$ pour l'année témoin 2010. Il l'a ajusté à 761,2 M\$ lors de la mise à jour du taux de rendement en janvier 2010.

[321] Le coût du capital est en hausse de 32,0 M\$ (4,4 %) par rapport au montant autorisé en 2009 et cette hausse s'explique principalement par une augmentation de la base de tarification et du taux de rendement sur cette base.

[322] La Régie approuve le coût du capital de l'année témoin 2010, ajusté d'une réduction de 3,8 M\$ liée à un ajustement de la base de tarification (voir section 8).

7. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

7.1 BALISAGE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

Indicateurs d'efficience

[323] Le Distributeur présente le suivi de 12 indicateurs d'efficience interne, dont huit qu'il privilégie⁹⁵. Il précise que le calcul des indicateurs exclut l'impact du changement de méthode d'amortissement des actifs afin de permettre leur comparaison dans le temps.

⁹⁵ Pièce B-1, HQD-7, document 2, pages 6 et 33.

[324] Le Distributeur souligne que son objectif de performance est de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité interne sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, tout en conservant, globalement, le même niveau de qualité de service⁹⁶.

[325] Sur la période 2006-2010, la croissance annuelle moyenne de nombreux indicateurs est supérieure au taux d'inflation de 1,7 % propre à cette période⁹⁷. Le Distributeur explique sa performance par le fait qu'il est actuellement touché par le ralentissement de l'activité économique québécoise. Il précise que les résultats de certains indicateurs d'efficacité sont supérieurs à l'inflation vu, d'une part, la hausse des charges relatives aux mauvaises créances (28,3 M\$), et, d'autre part, la baisse des ventes d'énergie de 5 TWh sur la période en cause. Il ajoute que la reprise économique, ainsi que les actions courantes et structurantes qu'il mène, permettront d'améliorer sa performance à moyen et long termes.

[326] L'ACEF de l'Outaouais, l'ACEF de Québec, l'AQCIE/CIFQ, la FCEI, OC et l'UMQ sont insatisfaits de la performance du Distributeur sur la période 2006-2010. Ils demandent qu'il exerce un contrôle plus serré de ses charges tout en se fixant des objectifs plus ambitieux en matière de gains d'efficacité.

[327] La Régie est d'avis que les résultats des indicateurs d'efficacité interne, analysés globalement, sont satisfaisants sur la période 2006-2010 lorsque l'impact d'éléments exogènes et ponctuels, tels que les mauvaises créances (incluses au processus SALC) et la baisse des ventes d'énergie, est pris en compte. Elle reconnaît que le contexte économique puisse affecter la performance du Distributeur. Néanmoins, les signes de reprise économique permettent d'envisager une amélioration de sa performance pour le prochain dossier tarifaire.

Indicateurs de qualité de service

[328] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2004 à 2008, soit une période mobile de cinq ans, ainsi que les résultats du premier semestre de 2009⁹⁸.

⁹⁶ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 7.

⁹⁷ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 6.

⁹⁸ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 8.

[329] La Régie juge satisfaisants la plupart des résultats. Cependant, elle considère que la performance du Distributeur, mesurée par les indicateurs relatifs au délai moyen de raccordement, à la relève de compteurs et au service téléphonique, doit être améliorée. La Régie s'attend à ce que cette amélioration de la qualité de service se fasse conjointement tout en maintenant la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité interne sous l'inflation lors des prochaines périodes mobiles cinq ans.

Plan intégré d'amélioration de l'efficacité

[330] Le Distributeur présente une mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficacité, tel que demandé par la Régie dans la décision D-2009-016⁹⁹.

[331] Le Distributeur fait le point sur les diverses actions de gestion courante et structurantes présentement mises à l'œuvre ou à l'étude, tels que l'usage de la lecture à distance pour effectuer la relève de compteurs et l'implantation de livres services (RVI/Web) pour sa clientèle.

[332] Dans ce cadre, il dépose un bilan des gains prévus relatifs au SIC pour les années 2009, 2010 et 2011¹⁰⁰. De plus, il fait passer l'objectif de réalisation de gains d'efficacité de 1,00 % à 1,25 % à la suite de l'implantation de diverses mesures d'efficacité au cours des dernières années et de l'évaluation de l'historique de l'augmentation des charges¹⁰¹.

[333] Le Distributeur mentionne également qu'il complète, d'une part, l'analyse de sa structure de coûts afin de pouvoir établir des cibles de coûts par processus. D'autre part, il termine l'analyse des sous-processus « transverses » afin d'obtenir un portrait complet de sa performance relative aux services qu'il offre et d'identifier l'origine des écarts de performance observés dans le cadre du balisage externe.

[334] La Régie prend acte de la mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficacité présenté par le Distributeur. Elle note les actions, stratégies et cibles mentionnées par ce dernier, notamment l'objectif de générer des gains annuels et récurrents de 1,25 % dans ses charges d'exploitation nettes.

⁹⁹ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 28.

¹⁰⁰ Pièce B-1, HQD-7, document 2, pages 13 et 14.

¹⁰¹ Pièce A-24-1, pages 29, 48, 49 et 159.

[335] **La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dépôt du prochain dossier tarifaire, une mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficienc e portant, notamment, sur la formulation de cibles de coûts, l'analyse des sous-processus dits « transverses » et les actions structurantes en déploiement ou à être déployées. La Régie s'attend à ce que les gains de performance nets et les échéanciers de réalisations associés à ces actions soient également présentés.**

7.2 BALISAGE EXTERNE

[336] Le Distributeur présente les résultats 2007 des indicateurs d'efficienc e relatifs aux processus « Réseau de distribution » et « Services à la clientèle » qui proviennent des exercices de balisage 2008 de la firme 1QC. Il s'agissait de la première année pendant laquelle le Distributeur faisait affaire avec cette firme, alors qu'il participait auparavant aux programmes de balisage de PA Consulting. En 2008, le programme « Transmission & Distribution » de la firme 1QC comptait 14 participants, tandis que le programme « Customer service » en comptait 10.

7.2.1 RÉSULTATS DES INDICATEURS

Volet réseau de distribution

[337] La firme 1QC a utilisé quatre indicateurs de coûts et huit indicateurs de continuité de service pour établir la performance globale du Distributeur¹⁰². Le Distributeur précise que les indicateurs utilisés par cette firme sont similaires à ceux de PA Consulting et, donc, que les résultats sont comparables d'une année à l'autre.

[338] Pour l'ensemble des indicateurs, les résultats indiquent que la performance du Distributeur s'est légèrement améliorée entre 2006 et 2007, passant du début du quatrième quartile (Q4+) au milieu du troisième (Q3). Cependant, selon le Distributeur, cette amélioration s'explique principalement par l'absence d'un indicateur de sécurité au travail dans le modèle de balisage de la firme 1QC, indicateur pour lequel il affichait historiquement une performance le classant dans le dernier quartile.

¹⁰² Contrairement au programme de balisage de PA Consulting, il n'y a aucun indicateur de sécurité au travail.

[339] D'ailleurs, la performance du Distributeur s'est légèrement détériorée entre 2006 et 2007 en ce qui concerne le classement en fonction des coûts, passant de la médiane (Q2/Q3) au troisième quartile (Q3). En ce qui a trait à la continuité de service, la performance du Distributeur s'est maintenue au troisième quartile (Q3) pour la même période.

[340] Compte tenu que les statistiques du volet sécurité au travail ne sont pas compilées par le modèle de la firme 1QC, la Régie considère que la performance globale du Distributeur est demeurée la même entre 2006 et 2007. En présentant à nouveau une performance inférieure à celle de la moyenne des entreprises participantes en ce qui concerne les coûts et la continuité de service, le Distributeur doit étendre le déploiement de sa stratégie de réalisation de gains d'efficacité, notamment en poursuivant l'implantation de meilleures pratiques d'affaires, afin de réduire davantage la croissance annuelle de ses charges d'exploitation tout en améliorant la continuité de son service.

Volet services à la clientèle

[341] Le Distributeur présente six indicateurs utilisés par la firme 1QC pour évaluer la performance relative au volet SALC, ainsi qu'un indicateur de coût moyen par abonnement. Il précise que certains éléments d'évaluation inclus au modèle de la firme 1QC sont différents de ceux utilisés par PA Consulting et, donc, que l'évaluation de la performance doit être faite à partir du classement par quartiles, plutôt que sur la base des résultats absolus.

[342] La performance du service téléphonique du Distributeur s'est détériorée entre 2005 et 2007. En effet, il passe en moyenne du troisième quartile (Q3) au quatrième quartile (Q4), et ce, selon le Distributeur, principalement à cause de la troisième phase (L3) d'implantation du SIC. Il mentionne néanmoins que cette situation est vécue par toute entreprise implantant un système d'information de cette envergure. Du côté de la facturation, le Distributeur affiche une performance similaire à celles des autres entreprises.

[343] En ce qui a trait à la performance relative aux coûts, les charges consacrées par le Distributeur au volet SALC passent de 59,61 \$US/abonnement à 49,26 \$US/abonnement entre 2005 et 2007. Toutefois, le classement du Distributeur se dégrade, passant du troisième quartile (Q3) au quatrième quartile (Q4), puisque les autres entreprises participantes ont davantage réalisé de gains d'efficacité. La moyenne va de

56,78 \$US/abonnement à 43,61 \$US/abonnement. Le Distributeur explique que cette baisse de performance est à nouveau principalement attribuable à l'implantation du SIC.

[344] Étant classé dans le dernier quartile tant au niveau des indicateurs relatifs à la réponse téléphonique que de celui du coût par abonnement, la performance du Distributeur est préoccupante.

[345] Bien que la Régie reconnaisse que l'implantation d'un nouveau système informatique de l'envergure du SIC puisse mener à une baisse de performance chez de nombreuses entreprises, elle est d'avis qu'une telle baisse doit être temporaire et que des gains d'efficience doivent se matérialiser une fois l'implantation finalisée.

[346] La Régie s'attend à une amélioration de la performance du Distributeur lors des prochains dossiers tarifaires.

7.2.2 PROPOSITION DE PARTICIPATION AU BALISAGE POUR 2009

[347] La Régie rappelle au Distributeur que le balisage externe complète le balisage interne et qu'ensemble, ils permettent de déterminer la raisonnable des charges qu'il cherche à faire reconnaître à son coût de service.

[348] L'importance du balisage externe est reflétée par le positionnement qu'occupe le Distributeur dans le classement par quartiles par rapport aux autres entreprises participantes. Ainsi, malgré des résultats d'indicateurs internes pouvant être qualifiés de satisfaisants compte tenu de certains éléments exogènes, la performance comparative du Distributeur avec d'autres entreprises ne s'est pas améliorée ces dernières années. Il en découle qu'il est important pour le Distributeur de poursuivre sa participation à des programmes de balisage externe et l'implantation de meilleures pratiques d'affaires.

[349] Le Distributeur compte participer annuellement à des exercices structurés de balisage externe, mais il propose de rendre compte des résultats du volet réseau de distribution aux deux ans, comme il le fait actuellement pour le volet SALC¹⁰³.

¹⁰³ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 22.

[350] La Régie attendra le dépôt des résultats de l'année 2008 (balisage 2009) avant de se prononcer sur cette demande. **Elle demande au Distributeur de lui présenter un calendrier multiannuel pour l'ensemble des exercices de balisage externe.**

7.3 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[351] Des ajustements apportés en 2009 à la structure organisationnelle d'Hydro-Québec ont affecté le Distributeur, soit le regroupement des activités de relations de travail à la direction principale – Ressources humaines du groupe RHSP, le regroupement des activités de formation à la direction principale – Ressources humaines du groupe RHSP et le regroupement des activités liées aux technologies de l'information au groupe Technologie. À cet égard, la Régie note que les données utilisées pour calculer l'indicateur de charges de services partagés par abonnement sont redressées afin de refléter ces changements.

[352] La croissance annuelle moyenne des charges de services partagés par abonnement est de 2,4 % sur la période 2006-2010. Cette croissance, quelque peu supérieure à l'inflation pour la même période, est notamment caractérisée par l'impact de la mise en service du SIC en 2008. Une fois cet impact intégré et maîtrisé, la croissance est inférieure à l'inflation, comme en témoigne le résultat de 0,5 % pour 2009-2010¹⁰⁴.

[353] Considérant l'impact de la mise en service du SIC en 2008, l'efficacité des fournisseurs internes du Distributeur est satisfaisante sur la période 2006-2010.

7.4 EFFICIENCE DU GROUPE RESSOURCES HUMAINES ET SERVICES PARTAGÉS

[354] Le Distributeur présente les indicateurs d'efficacité spécifiques au CSP, établis sur la base de sa consommation, du coût complet et des coûts qui lui sont facturés.

[355] Sur la période 2006-2010, la Régie constate, entre autres, que la croissance annuelle moyenne du coût d'exploitation par mètre carré est de 2,1 %, celle du coût

¹⁰⁴ Pièce B-1, HQD-7, document 5, pages 13 et 14.

d'entretien par véhicule équivalent est de 1,4 % et celle du coût de gestion du matériel par valeur du matériel consommé est de -4,5 %. La Régie est satisfaite de la performance du CSP sur cette période.

[356] Le groupe RHSP propose de ne pas reconduire l'exercice de balisage pour les prochaines années. La Régie a des réserves sur cette proposition. Elle se prononcera sur la justification de ne pas reconduire cet exercice de balisage lors du prochain dossier tarifaire. **Elle demande au Distributeur de lui présenter un nouveau calendrier multiannuel de réalisation des exercices pour l'ensemble des principaux domaines d'activités du CSP.**

7.5 EFFICIENCE DU GROUPE TECHNOLOGIE

[357] La Régie, après avoir pris connaissance des changements organisationnels au sein de ce groupe, des résultats des différents indicateurs et des explications relatives à leur évolution ces dernières années, considère satisfaisante la performance du groupe Technologie¹⁰⁵.

[358] La Régie note le report des exercices de balisage des activités du Centre de compétences SAP en 2012 et de la direction Gestion d'infrastructures technologiques en 2011.

8. BASE DE TARIFICATION

[359] Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2010 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.

¹⁰⁵ Pièce B-1, HQD-7, document 7, pages 11 et 12.

[360] La base de tarification de l'année témoin 2010 se chiffre, selon la moyenne des 13 soldes, à 10 094,7 M\$, tel qu'illustré au tableau suivant.

TABLEAU 11
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	2008 <i>(réel)</i>	2009 <i>(D-2009-016)</i>	2009 <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	2010 <i>(projeté)</i>	Différence 2010-2009 <i>(D-2009-016)</i>	
Immobilisations						
Immobilisations en exploitation ⁽¹⁾	7 975 436	8 118 778	8 133 327	8 206 726	87 948	1,1 %
Contrats de location-acquisition ⁽¹⁾	30 649	24 172	20 427	18 745	(5 427)	(22,5 %)
Actifs incorporels en exploitation ⁽¹⁾	434 171	432 653	424 992	407 525	(25 128)	(5,8 %)
Total	8 440 256	8 575 603	8 578 746	8 632 996	57 393	0,7 %
Frais reportés						
Programmes commerciaux	2 804	1 834	2 490	2 194	360	19,6 %
Plan global en efficacité énergétique	366 141	511 892	503 201	646 542	134 650	26,3 %
Programmes et activités de l'AEÉ	0	21 672	21 728	41 571	19 899	91,8 %
Frais reportés du tarif BT	114 736	73 013	73 014	31 292	(41 721)	(57,1 %)
Actif au titre des prestations constituées	297 636	362 661	461 448	637 092	274 431	75,7 %
Contributions à des projets de raccordement ⁽¹⁾	69 119	68 178	61 005	56 979	(11 199)	(16,4 %)
Frais de développement ⁽¹⁾	4 016	4 159	0	0	(4 159)	(100,0 %)
Compte de nivellement pour aléas climatiques	131 945	53 342	53 342	50 442	(2 900)	(5,4 %)
Frais reportés de transport	115 721	0	0	0	0	
Frais d'entretien - Postes de départ privés ⁽¹⁾	1 230	0	0	0	0	
Contributions à des postes de départ privés ⁽¹⁾	0	443	6 268	9 606	9 163	2 068,4 %
Total	1 103 348	1 097 194	1 182 496	1 475 718	378 524	34,5 %
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	112 346	0	0	0	0	
Remboursement gouvernemental	40 221	34 285	34 285	27 919	(6 366)	(18,6 %)
Avantages complémentaires de retraite	(203 050)	(230 669)	(226 071)	(249 993)	(19 324)	8,4 %
Fonds de roulement						
Encaisse	257 633	232 313	164 729	90 429	(141 884)	(61,1 %)
Matériaux, combustibles et fournitures	110 450	117 441	108 124	117 656	215	0,2 %
Total	368 083	349 754	272 853	208 085	(141 669)	(40,5 %)
Total	9 861 204	9 826 167	9 842 309	10 094 725	268 558	2,7 %

Source : Pièce B-1, HQD-8, document 1

Note : ⁽¹⁾ Pièce B-1, HQD-8, document 2, pages 8 et 9. Le Distributeur effectue le reclassement au 1^{er} janvier 2009 des comptes suivants :

- frais de développement reclassés de la rubrique « Frais de développement » à la rubrique « Actifs incorporels en exploitation »;
- contributions à des postes de départ privés reclassées de la rubrique « Contrats de location-acquisition » à la rubrique « Contributions à des postes de départ privés »;
- intégration des « Frais d'entretien - Postes de départ privés » sous la rubrique « Contributions à des postes de départ privés »;
- revenus reportés d'entretien à des projets de raccordement auparavant présentés en réduction des « Immobilisations en exploitation » et reclassés sous la rubrique « Contributions à des projets de raccordement ».

[361] La base de tarification 2010 est en hausse de 268,6 M\$ (2,7 %), par rapport au montant autorisé en 2009 et cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

- la mise en exploitation des immobilisations provenant des investissements autorisés (87,9 M\$);
- l'évolution des dépenses admissibles au compte de frais reportés du PGEÉ (134,7 M\$);
- l'augmentation de l'actif au titre des prestations constituées (274,4 M\$).

[362] Cette hausse est compensée en partie par une diminution de l'encaisse réglementaire (-141,9 M\$).

Immobilisations en exploitation et PGEÉ

[363] La Régie observe que la moyenne des 13 soldes de la base de tarification réelle des années 2004-2008 des immobilisations en exploitation et du PGEÉ s'est avérée inférieure à celle autorisée par la Régie, soit respectivement 127 M\$ et 20 M\$ par année, en moyenne. En 2008, les écarts sont de l'ordre de 58 M\$ et de 38 M\$ pour ces rubriques¹⁰⁶.

[364] La Régie s'interroge sur la fiabilité des projections annuelles de la base de tarification de ces rubriques et sur le caractère répétitif des écarts observés pour ces années. Conséquemment, le Distributeur a été rémunéré pour des investissements qui ne se sont pas concrétisés.

[365] Questionné à ce sujet, le Distributeur indique que pour d'autres rubriques de la base de tarification les montants réels étaient supérieurs au montant autorisé et ils permettaient d'atténuer et même de renverser ces écarts, comme ce fut le cas en 2005, 2006 et 2007. De ce fait, le Distributeur est d'avis qu'il est préférable et plus juste de comparer l'ensemble des données prévues (autorisées) avec l'ensemble des données réelles qui composent la base de tarification, plutôt que de le faire rubrique par rubrique. Ainsi, le risque de surévaluation ou de sous-évaluation dû à la difficulté de prévoir le futur est partagé sur la totalité de la base de tarification¹⁰⁷.

¹⁰⁶ Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 96, tableau R-50.1; pièce B-5, HQD-13, document 1, page 99.

¹⁰⁷ Pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 97.

[366] L'UMQ recommande de réduire de 82 M\$, soit 1 %, la prévision des immobilisations à inclure à la base de tarification pour tenir compte d'un taux de non-réalisation de certains projets.

[367] La Régie constate que les écarts entre les données réelles et autorisées de la base de tarification relatifs à l'élément portant sur les immobilisations en exploitation se sont amenuisés en 2007 et en 2008. Malgré ce constat, la Régie juge que la base de tarification demeure surévaluée.

[368] Pour atténuer ce biais, la Régie demande d'ajuster globalement la projection de la base de tarification en 2010 (moyenne des 13 soldes) d'un montant de 50 M\$, notamment pour les projets non réalisés des immobilisations en exploitation et du PGEÉ, ce qui a pour effet de réduire le revenu requis d'environ 3,8 M\$.

Actif au titre des prestations constituées

[369] Le Distributeur présente, dans la base de tarification, une augmentation de l'ATPC pour la période de 2008 à 2010 qu'il justifie essentiellement par l'augmentation des cotisations d'Hydro-Québec.

[370] Il explique que l'évaluation actuarielle au 31 décembre 2007 présentait un déficit de capitalisation entraînant un retour aux cotisations en 2008, alors qu'Hydro-Québec avait bénéficié d'un congé de cotisations en 2007. Au cours de 2009, Hydro-Québec a déposé à la Régie des rentes du Québec une nouvelle évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2008. Les cotisations supplémentaires que l'employeur devra verser au régime de retraite pour combler le déficit de solvabilité expliquent l'augmentation de l'ATPC.

[371] La Régie prend acte des explications fournies par le Distributeur concernant l'ATPC.

Encaisse réglementaire

[372] L'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique nécessaire au Distributeur afin de financer ses activités courantes jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir qui lui permettra de récupérer les sommes avancées.

[373] Le Distributeur calcule son encaisse réglementaire selon la méthodologie *lead/lag*, reconnue dans le domaine de la réglementation et autorisée par la Régie. Cette méthodologie consiste en une étude des délais nets de perception des comptes à recevoir des clients et de paiement aux fournisseurs de services. L'étude *lead/lag* appliquée par le Distributeur prend en compte ses dépenses d'opérations courantes.

[374] Chaque année, le Distributeur revoit les délais de perception et de décaissement (intrants de l'étude *lead/lag*) de même que les composantes de charges à la base du calcul de l'encaisse réglementaire et effectue les mises à jour qui s'imposent. Le Distributeur fournit le calcul détaillé de l'encaisse réglementaire de l'année témoin 2010, présentant une baisse de 141,9 M\$ par rapport au montant autorisé en 2009.

[375] Le Distributeur explique que la baisse de trois jours des délais théoriques de 2009 à 2010 est due à la variation des délais théoriques de perception des comptes à recevoir, variation attribuable à l'effet de la provision réglementaire à la suite de l'implantation du SIC. Le Distributeur rappelle qu'il calcule l'encaisse réglementaire conformément à la méthode de l'étude *lead/lag* approuvée par la décision D-2006-34. Cette méthode prévoit, entre autres, un ajustement du délai moyen de perception des comptes à recevoir en fonction de la provision réglementaire, puisqu'une portion des revenus des ventes d'une année témoin ne sera encaissée que l'année subséquente à l'année témoin, ce qui a pour conséquence d'influencer le besoin de financement théorique du Distributeur¹⁰⁸.

[376] **La Régie est satisfaite des réponses fournies par le Distributeur à cet égard.**

Conclusion sur la base de tarification

[377] **La Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2010, selon la moyenne des 13 soldes, ajustée d'une réduction globale de 50 M\$, notamment pour les projets non réalisés des immobilisations en exploitation et du PGEÉ, réduisant le revenu requis d'environ 3,8 M\$.**

[378] **Elle demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification et de la déposer à la Régie au plus tard le 18 mars 2010, à 12 h.**

¹⁰⁸ Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 104.

9. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2010

[379] 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.

[380] La demande d'autorisation présentée par le Distributeur au présent dossier a trait aux investissements de moins de 10 M\$, totalisant 702,1 M\$ et représentant une augmentation de 38,2 M\$, soit 5,8 % de plus que le budget autorisé en 2009¹⁰⁹. À ce montant s'ajoutent les investissements déjà autorisés et les sommes associées à des projets majeurs de plus de 10 M\$. Le total des investissements prévus en 2010 s'élève alors à 841,7 M\$.

TABLEAU 12
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2010 (EN M\$)

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	15,0	9,3	306,2	33,9	340,1	364,4
Réseau de distribution		6,7		169,4	5,4	174,8	181,5
Centrales de production					24,4	24,4	24,4
Réseau de transport			0,9		3,0	3,0	3,9
Mesurage et relève			8,4	20,6		20,6	29,0
Bâtiments administratifs		8,3		28,0		28,0	36,3
Matériel roulant				37,2		37,2	37,2
Autres actifs de soutien				51,1	1,1	52,2	52,2
Amélioration de la qualité	0,0	37,9	0,0	15,4	3,0	18,4	56,3
Croissance de la demande	0,0	50,5	14,2	270,1	25,5	295,6	360,3
Respect des exigences	9,6	3,1	0,0	47,6	0,4	48,0	60,7
Total	9,6	106,5	23,5	639,3	62,8	702,1	841,7

Source : Pièce B-1, HQD-8, document 5, page 5

¹⁰⁹ Dossier R-3677-2008, pièce HQD-13, document 1, page 7.

[381] La Régie autorise les investissements de moins de 10 M\$ pour un montant de 702,1 M\$, tel que proposé par le Distributeur.

[382] La Régie, dans ses décisions D-2007-12 et D-2009-016, demandait au Distributeur d'associer à la méthodologie présentée au dossier R-3610-2006 concernant les investissements en pérennité « [...] *un indicateur reliant les investissements à la qualité du service fourni* [...] »¹¹⁰. Le Distributeur répond à cette demande en développant, dans le cadre d'un projet de recherche, un outil d'aide à la décision qui permettra d'identifier les actions nécessaires à la réhabilitation, à la maintenance ou au remplacement des actifs. Il entend en terminer le concept en 2009 et le rendre disponible en 2012, si les résultats le permettent.

[383] La Régie note que le Distributeur travaille à développer un tel indicateur et lui demande de déposer lors du prochain dossier tarifaire une description détaillée du concept envisagé, ainsi qu'un état d'avancement de ce projet.

10. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE – BUDGET 2010

[384] Le Distributeur envisage pour 2010 une diminution des économies d'énergie générées par son PGEÉ par rapport aux prévisions faites lors de ses précédents dossiers. En effet, il prévoit qu'une partie des investissements en rénovation et améliorations sera reportée dans le temps. Les secteurs des affaires et industriels, particulièrement touchés par le ralentissement économique, seront moins enclins à présenter des projets d'efficacité énergétique.

[385] La conjoncture actuelle a aussi des effets sur le bilan énergétique du Distributeur, qui voit ses surplus en énergie augmenter et qui n'a plus, à court terme du moins, à faire face à des besoins en puissance additionnelle. Cela entraîne une diminution des coûts évités en énergie et en puissance.

¹¹⁰ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 117.

10.1 AJUSTEMENTS DES OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE 2003-2010

[386] Le PGEÉ du Distributeur poursuit sa croissance, mais un certain ralentissement de celle-ci est observé. De 2003 à 2008, les programmes du PGEÉ ont généré des économies cumulatives d'énergie de 3,2 TWh. Par la suite, en raison du contexte économique difficile en 2009, l'objectif d'économies d'énergie cumulées de ses programmes pour la période 2003-2010 a été réduit à 4,6 TWh, alors que le Distributeur prévoyait 5,0 TWh au dossier R-3677-2008¹¹¹, ce qui représente moins de la moitié de la cible établie de 11 TWh pour 2015.

[387] Plusieurs intervenants ont émis certaines réserves quant à la possibilité d'atteindre la cible 2015, faisant notamment valoir qu'il a fallu huit ans pour économiser 4,6 TWh, et qu'il ne restera plus que cinq ans (à la fin 2010) pour économiser un peu plus de 6 TWh.

[388] Les résultats anticipés d'économies d'énergie en 2009 diminuent de 23 % par rapport à ceux prévus au dossier R-3677-2008¹¹², alors que l'objectif 2010 est en baisse de 18 % comparativement aux prévisions de ce même dossier.

[389] Malgré ces diminutions conjoncturelles, le Distributeur est confiant d'atteindre la cible de 11 TWh à l'horizon 2015¹¹³ et entend collaborer avec l'AEÉ afin de s'assurer de l'atteinte de cette cible conjointe¹¹⁴.

[390] Le tableau suivant présente les résultats et objectifs obtenus par programme ou activité pour la période 2003-2010. Les résultats réels pour 2008, anticipés pour 2009 et les objectifs 2010 montrent que la clientèle résidentielle est responsable de la plus grande partie des économies d'énergie, soit 44 % des résultats du PGEÉ. Les clientèles affaires et GE sont responsables de 27 % chacune des résultats du PGEÉ 2003-2010.

¹¹¹ Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-14, document 1, annexe B, page 29.

¹¹² Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-14, document 1, annexe B, page 30.

¹¹³ Pièce A-24-3, page 225.

¹¹⁴ Pièce A-24-4, pages 24 et 25.

TABLEAU 13
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES – PÉRIODE 2003-2010
(EN GWh AJOUTÉS)

<i>Programmes / activités du Distributeur (impact en GWh ajoutés)</i>	<i>2003R⁽¹⁾</i>	<i>2004R⁽¹⁾</i>	<i>2005R⁽¹⁾</i>	<i>2006R⁽¹⁾</i>	<i>2007R⁽¹⁾</i>	<i>2008R⁽²⁾</i>	<i>2009A⁽²⁾</i>	<i>2010</i>	<i>2003-2010⁽³⁾</i>
Clientèle résidentielle⁽³⁾	1	194	224	327	334	367	330	309	2049
Diagnostic résidentiel	0	93	77	67	12	27	35	24	298
Mieux consommer	1	101	146	260	318	263	206	184	1480
Rénovation énergétique - MFR	0	0	0	0	4	20	13	10	46
Récupération des frigos et congélos énergivores	0	0	0	0	0	54	70	82	206
Récupération et remplacement des frigos énergivores - MFR	0	0	0	0	0	0	2	5	7
Géothermie	0	0	0	0	0	1	1	2	4
Réseaux autonomes	0	0	0	0	0	2	3	3	8
Clientèle affaires	0	20	74	184	230	262	242	265	1275
Produits efficaces	0	1	11	20	29	37	31	34	163
Diagnostic affaires	0	2	2	1	1	0	1	1	6
Approche « clé en main »	0	0	0	0	0	0	0	13	13
Initiatives-bâtiments industriels	0	5	18	85	124	147	147	148	673
PIBGE	0	10	27	52	44	48	34	42	256
Réseaux autonomes	0	1	17	26	32	30	30	25	162
Clientèle GE	0	23	122	160	313	400	125	135	1271
PIIGE	0	20	112	152	165	196	110	110	860
PADIGE - analyses	0	3	10	8	148	204	15	25	411
PAMUGE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Innovations technologiques	0	0	7	5	3	4	11	10	39
LTÉ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IDÉE	0	0	0	0	0	0	1	1	1
PISTE	0	0	0	5	3	4	7	6	24
PADIGE - démonstration	0	0	7	0	0	0	3	3	13
Total⁽³⁾	1	237	427	676	880	1032	708	718	4633

Source : Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexe B, pages 24 et 25

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ A = Anticipé.

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

[391] **La Régie prend acte des objectifs du Distributeur pour l'année 2010 et pour la période 2003-2010.**

[392] En outre, le Distributeur présente cette année un résultat de ses programmes en termes d'effacement de puissance à la pointe d'hiver. Pour l'hiver 2010-2011, cet effacement de puissance, résultant des 4,6 TWh d'énergie cumulée du Distributeur, représente 612 MW¹¹⁵. La Régie entend faire un suivi de ces résultats dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.

10.2 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2010

Programmes du Distributeur

[393] Le Distributeur prévoit un budget de 249,0 M\$ pour le PGEÉ 2010. Il s'agit d'une augmentation de 9 % par rapport au budget anticipé pour 2009 (228,0 M\$) et une diminution de 18 % par rapport au budget prévu pour 2010 au dossier tarifaire R-3677-2008¹¹⁶. Au total, le Distributeur aura investi 1077,0 M\$ au cours de la période 2003-2010 pour ses programmes et activités, une diminution de 104,0 M\$ par rapport aux prévisions soumises en 2008¹¹⁷. Pour cette même période, les partenaires et clients auront, en outre, dépensé respectivement 4,0 M\$ et 608,0 M\$ dans le cadre du PGEÉ.

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

¹¹⁵ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 9; pièce B-5, HQD-13, document 1, page 125.

¹¹⁶ Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-14, document 1, annexe B, page 27.

¹¹⁷ Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-14, document 1, annexe B, page 27.

TABLEAU 14
BUDGET D'INVESTISSEMENTS ANNUELS DU PGEÉ – PÉRIODE 2003-2010

<i>Programmes / activités du Distributeur (budget en M\$)</i>	<i>2003R</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	<i>2004R</i> ⁽¹⁾	<i>2005R</i> ⁽¹⁾	<i>2006R</i> ⁽¹⁾	<i>2007R</i> ⁽¹⁾	<i>2008R</i> ⁽¹⁾	<i>2009A</i> ⁽³⁾	<i>2010</i>	<i>2003-2010</i>
Clientèle résidentielle	3	15	20	28	44	72	81	81	341
Clientèle affaires	4	9	29	59	68	77	82	95	423
Clientèle GE	0	2	11	20	19	18	14	16	101
Innovations technologiques	0	0	1	3	3	6	12	12	37
Tronc commun	2	9	15	18	14	19	26	31	133
Total des activités du Distributeur ⁽⁴⁾	9	35	76	128	148	192	215	235	1035
Contingence	0	0	0	0	0	0	9	10	18
Frais d'emprunt capitalisés	0	1	2	3	4	5	4	5	23
Grand total ^{(4) (5)}	9	37	77	130	152	198	228	249	1077

Source : Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexe B, page 21

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

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

⁽³⁾ A = Anticipé.

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

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

[395] Le Distributeur prévoit une contingence de 10 M\$ à son budget 2010 qu'il juge nécessaire puisqu'elle contribue à l'allègement réglementaire. Bien qu'une utilisation de la contingence à hauteur de 9,0 M\$ était anticipée pour 2009, le Distributeur confirme qu'il n'entrevoit pas y avoir recours en 2009¹¹⁸. Il est d'ailleurs peu probable que la contingence prévue pour 2010 soit utilisée. La Régie constate que l'utilisation de cette contingence ne s'est jamais avérée nécessaire, compte tenu de la surestimation observée des budgets du PGEÉ (entre 8 % et 27 % depuis 2005)¹¹⁹. La Régie se questionne sur l'utilité d'une contingence récurrente alors que la totalité des budgets n'est pas utilisée.

[396] La Régie tient compte du fait que la prévision budgétaire se fait dans le contexte économique particulier de 2010. **Elle approuve le budget du Distributeur jusqu'à concurrence de 249,0 M\$ pour les programmes et activités de son PGEÉ 2010. Elle l'autorise à comptabiliser l'ensemble des dépenses effectuées, dans**

¹¹⁸ Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 50.

¹¹⁹ Pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 119 et 120.

le cadre de ce budget, au compte de frais reportés créé à ces fins et selon les modalités d'amortissement approuvées¹²⁰.

10.3 COMPARAISON DES RÉSULTATS AUX OBJECTIFS ET AJUSTEMENTS DES DÉPENSES 2008 ET 2009

Programmes du Distributeur

[397] **La Régie prend acte des résultats réels 2008 et anticipés 2009 du PGEÉ présentés par le Distributeur.**

[398] Globalement, les résultats 2008 montrent des dépenses inférieures de 17 M\$ (-8 %) et des économies d'énergie supérieures de 339 GWh (+49 %) par rapport aux prévisions présentées au dossier tarifaire R-3644-2007. Pour 2009, le budget anticipé diminue de 13 % par rapport aux prévisions du dossier tarifaire R-3677-2008 et les économies d'énergie sont en baisse de 23 %.

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

- La hausse des économies d'énergie générées en 2008 est en grande partie attribuable à l'augmentation des résultats du programme « PADIGE – analyses », destiné aux GE. Ce programme montre un gain de 198 GWh par rapport aux résultats anticipés du dossier tarifaire R-3677-2008.
- La diminution des résultats pour 2009 s'explique principalement par la conjoncture économique défavorable, affectant particulièrement les GE.

[400] Dans sa dernière décision, le Régie demandait au Distributeur de présenter les éléments suivants au présent dossier¹²¹ :

¹²⁰ Décision D-2002-25, dossier R-3473-2001, pages 12 et 13; décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, page 21.

¹²¹ Décision D-2009-016, page 106.

« • une analyse du volet éclairage (fluos compacts) du programme « Mieux consommer – résidentiel » permettant d'établir si cette mesure doit être intégrée aux économies tendanciennes et de justifier la pertinence de maintenir des aides financières dans ce volet, compte tenu du taux de bénévolat observé;

• des critères pour baliser les économies d'énergie qui peuvent être créditées au programme PADIGE. Ces critères devraient prendre en compte les économies tendanciennes et permettre d'établir le lien de cause à effet entre le programme et les économies. »

[401] En ce qui a trait au volet « Éclairage » du programme « Mieux consommer – résidentiel », le Distributeur prône le maintien des aides financières, et ce, pour les raisons suivantes¹²² :

« • Les ventes de fluocompactes attribuables à Hydro-Québec Distribution et pour lesquelles celle-ci se crédite des économies d'énergie sont au-delà de ce tendanciel; »

« • Les ventes indirectes (ou encore bénévolat) sont particulièrement importantes dans ce programme [...] Ce fort taux de bénévolat rend le programme très rentable pour la société; »

« • Pour Econoler (consultant externe retenu par le Distributeur), « il est clair que le programme a eu une très forte influence sur le marché, car l'évaluation démontre que plus des deux tiers de l'accroissement des ventes réalisées depuis le lancement du programme lui sont attribuables; »

« • Enfin, 25 % des ménages québécois n'auraient toujours pas fait l'acquisition d'une ampoule fluocompacte. Ces ménages seraient davantage constitués de locataires, de ménages à faible revenu et de personnes moins scolarisées. Pour ces ménages, la principale raison de non-achat serait le prix élevé, frein qui est d'ailleurs en progression dans les récents sondages du Distributeur. [...] Dans le contexte économique actuel, la remise postale constitue un incitatif intéressant pour nombre de ménages; »

« • Pour ces raisons, le Distributeur est d'avis qu'il est fort opportun de maintenir son aide financière. »

¹²² Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexe E, pages 42 et 43.

[402] La Régie est d'avis que les arguments du Distributeur en regard du maintien de l'aide financière au volet « Éclairage » (fluocompacts) de son programme « Mieux consommer – résidentiel » sont pertinents, et ce, malgré les hésitations du GRAME sur le volet environnemental des ampoules fluocompactes.

[403] La Régie approuve le maintien de l'aide financière au volet « Éclairage » du programme « Mieux consommer – résidentiel » du Distributeur et lui demande d'intensifier ses efforts afin de mieux rejoindre la clientèle n'ayant pas encore fait l'acquisition d'ampoules fluocompactes.

[404] Par ailleurs, le Distributeur présente les critères utilisés afin de se créditer des économies d'énergie au programme « PADIGE – analyses ». Les principaux critères sont le dépôt par le client d'un plan d'implantation des mesures à la suite de l'analyse énergétique effectuée, le dépôt d'une confirmation écrite du client de l'implantation des mesures ainsi que la quantification des économies réelles et, finalement, la validation de ces économies par un ingénieur du Distributeur.

[405] La Régie approuve les critères selon lesquels le Distributeur se crédite des économies d'énergie associées au programme « PADIGE – analyses ».

PGEÉ relatif aux réseaux autonomes

[406] Le Distributeur offre et adapte, selon les besoins, les modalités ou l'approche commerciale des programmes offerts en réseau intégré, en fonction des enjeux propres à chaque réseau autonome. En 2010, le PGEÉ aura atteint 64 % des objectifs fixés à cette échéance pour la clientèle résidentielle et 72 % de ceux fixés pour la clientèle affaires.

[407] En 2010, le PGEÉ ajoutera 3,8 GWh de nouvelles économies annuelles avec un investissement de 2,1 M\$. La Régie est satisfaite des progrès du PGEÉ auprès de la clientèle affaires, et au Nunavik en particulier, et de la volonté d'augmenter la sensibilisation de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes, en collaboration avec l'AEÉ. Elle note les progrès réalisés dans l'approche de la clientèle des autres réseaux autonomes, notamment à Schefferville.

[408] En ce qui a trait à la consommation du mazout en réseaux autonomes, le GRAME souligne que le nombre de litres de mazout compensés dans le cadre du PUEÉRA avait augmenté entre 2004 et 2008 et que le Distributeur avait donc intérêt à encourager des mesures d'efficacité énergétique relatives au mazout.

[409] Questionné sur le déploiement du programme « Visite conseil au Nunavik », le Distributeur indique que c'est à l'AEÉ qu'il revient d'intervenir à cet égard, puisque les bâtiments sont tous chauffés au mazout¹²³.

[410] **La Régie note la volonté du Distributeur à poursuivre le dialogue avec les communautés des réseaux autonomes afin d'identifier, en commun, les mesures permettant de réduire la facture énergétique de ces communautés et de réduire le déficit des réseaux autonomes**¹²⁴.

10.4 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX PROGRAMMES

Clientèle résidentielle

[411] Tel que mentionné par certains intervenants, les programmes « Diagnostic – résidentiel » et « Mieux consommer – résidentiel » sont en perte de vitesse. Plusieurs volets de ces programmes ont d'ailleurs pris fin en 2009 ou doivent prendre fin en 2010. Le Distributeur envisage de revitaliser son offre dans ce secteur par l'ajout de projets pilotes novateurs, inspirés de l'expérience d'autres distributeurs nord-américains, et de projets ciblant les produits électroniques ainsi que la clientèle résidentielle multilogements¹²⁵.

[412] **La Régie approuve le budget total des programmes destinés à la clientèle résidentielle du Distributeur et note les économies d'énergie prévues pour ces programmes.**

¹²³ Pièce A-24-4, pages 40 et 41.

¹²⁴ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 110.

¹²⁵ Pièce A-24-3, page 224.

Clientèle à faible revenu

[413] Dans le cadre du dossier tarifaire précédent, le Distributeur proposait l'introduction d'un nouveau programme de récupération et remplacement des vieux réfrigérateurs utilisés par la clientèle des MFR, précédé d'un projet pilote. Ce projet pilote, devant permettre d'évaluer divers aspects opérationnels et d'identifier les opportunités et contraintes pour le lancement d'un éventuel programme, a été initié à l'été 2009. Lors de l'audience de décembre 2009, le Distributeur confirmait que le projet pilote était concluant et qu'il irait de l'avant avec le programme, tel que décrit au présent dossier¹²⁶.

[414] La Régie approuve les programmes pour la clientèle à faible revenu et demande au Distributeur de déposer, en suivi administratif de la présente décision, les résultats du projet pilote de remplacement de réfrigérateurs économes ainsi que le gain unitaire utilisé dans le cadre du programme.

Géothermie

[415] L'investissement du Distributeur prévu en 2010 pour son programme de géothermie résidentielle est de 1,3 M\$ pour des économies d'énergie prévues de 1,6 GWh. La Régie note, par ailleurs, que ce programme est, de loin, celui possédant le gain unitaire le plus important de tous les programmes du Distributeur s'adressant à la clientèle résidentielle, avec une valeur annuelle de 9 116 kWh.

[416] Au présent dossier, le Distributeur mentionne qu'il entend intensifier ses efforts de commercialisation afin de mieux faire connaître la géothermie ainsi que l'aide financière disponible. Il confirme aussi qu'un amendement a été apporté à la norme CSA-C448 afin d'y inclure les systèmes à détente directe, les rendant par le fait même admissibles à l'aide financière du Distributeur¹²⁷.

[417] Certains intervenants demandent d'augmenter le budget 2010 du programme de géothermie, compte tenu de l'amendement de la norme CSA-C448 et de ses éventuels impacts à la hausse sur les demandes d'aide financière de ce programme. **La Régie est**

¹²⁶ Pièce A-24-4, pages 50 et 51.

¹²⁷ Pièce A-24-4, page 15.

d’avis que la contingence du budget 2010 du PGEÉ est suffisante pour compenser une éventuelle hausse des demandes d’aide financière au programme de géothermie.

[418] Le Distributeur mentionne qu’il envisage aussi la possibilité d’inclure à son programme de géothermie résidentielle les clients actuellement assujettis au tarif DT désirant passer à la géothermie¹²⁸. Le Distributeur confirme, lors de l’audience de décembre 2009, qu’il rendra cette clientèle admissible aux aides financières de son programme de géothermie¹²⁹.

[419] La Régie prend acte de l’intention du Distributeur de rendre la clientèle assujettie au tarif DT admissible aux aides financières de son programme de géothermie résidentielle.

[420] Le Distributeur mentionne, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, que les clients utilisant actuellement un système de chauffage à combustible et désirant passer à la géothermie sont considérés comme des conversions et ne sont pas admissibles à son aide financière. Il mentionne aussi qu’il estime nécessaire d’évaluer la pertinence de soutenir de tels projets, mais que cet exercice doit se faire de concert avec l’AEÉ¹³⁰. À cet égard, le Distributeur confirme, en audience, que des échanges sont en cours avec l’AEÉ¹³¹.

[421] Étant donné le fort potentiel de ce programme en termes de gain unitaire, la Régie demande au Distributeur de poursuivre ses discussions et sa collaboration avec l’AEÉ afin de rendre admissibles à une aide financière les conversions de systèmes à combustible vers la géothermie.

[422] La Régie approuve le programme de géothermie du Distributeur et lui demande, lors du prochain dossier tarifaire, de présenter un plan d’action en faveur de la géothermie en augmentant son niveau d’aide financière ainsi que ses cibles d’économies d’énergie.

¹²⁸ Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 135.

¹²⁹ Pièce A-24-4, page 97.

¹³⁰ Pièce B-1, HQD-13, document 1, page 135.

¹³¹ Pièce A-24-4, page 96.

Clientèles affaires et grandes entreprises

[423] **La Régie approuve le budget total des programmes destinés aux clientèles affaires et GE du Distributeur et note les économies d'énergie prévues pour ces programmes.**

Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique relatif aux grands bâtiments

[424] Dans sa décision D-2009-016, la Régie indiquait être d'accord avec la méthode du bilan net proposée par le Distributeur pour les fins d'évaluation du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique relatif aux grands bâtiments. Elle demandait toutefois au Distributeur de considérer le bilan brut pour la prévision de la demande et de le présenter au présent dossier. Le Distributeur répond à cette demande en précisant que « *l'inclusion des effets croisés sur les sources d'énergie autres qu'électrique pour les grandes entreprises représentent 1,9 GWh du total des projets en cours en mai 2009. [...] Ces effets croisés sont négligeables par rapport à l'ensemble de la demande d'électricité. Le Distributeur en conclut qu'ils n'ont pas d'impact significatif sur la prévision de la demande*¹³² ».

[425] **La Régie prend acte des conclusions du Distributeur de ne pas tenir compte de l'impact des effets croisés sur les sources d'énergie autres qu'électrique pour les GE, étant donné son caractère négligeable par rapport à l'ensemble de la demande d'électricité.**

[426] Toujours dans sa décision D-2009-016, la Régie réitérait au Distributeur son obligation de procéder à l'analyse détaillée d'un tarif à paliers pour la clientèle GE par rapport au maintien d'un tarif à un seul palier associé à des programmes d'encouragement et de subvention à l'efficacité énergétique, en plus de son obligation de déposer et commenter le rapport d'évaluation de la BCUC concernant l'introduction du *stepped rate* en Colombie-Britannique. Ces analyses devaient préalablement être présentées en séance de travail.

[427] Le Distributeur répond à ces demandes en déposant, au présent dossier, un rapport intitulé « PGEÉ et tarif à paliers – Impact sur les économies d'énergie », dont les

¹³² Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexe E, page 40.

conclusions sont essentiellement que « *dans les limites de ses connaissances, le Distributeur ne considère pas pour l'instant qu'une augmentation des incitatifs financiers, par l'une ou l'autre des approches commerciales, amènerait un accroissement significatif des économies d'énergie*¹³³ ». Une séance de travail a aussi eu lieu le 25 mai 2009 regroupant les intervenants du dossier tarifaire R-3677-2008 et le personnel technique de la Régie. Lors de cette rencontre, les résultats de l'analyse comparative entre le tarif à deux paliers et les tarifs à un palier avec programme d'économies d'énergie, ont été présentés. Le Distributeur prévoit déposer le rapport de la BCUC ainsi que ses commentaires dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

[428] La Régie prend acte du dépôt par le Distributeur de son rapport d'analyse comparative entre le tarif à deux paliers et les tarifs à un palier avec programme d'économies d'énergie. Elle prend aussi acte du report, au prochain dossier tarifaire, du dépôt du rapport de la BCUC concernant l'introduction du *stepped rate* en Colombie-Britannique ainsi que des commentaires du Distributeur sur ce rapport.

Innovations technologiques et commerciales

[429] La Régie note que le Distributeur poursuit ses activités de développement de nouvelles technologies d'efficacité énergétique, incluant le chauffage solaire de l'air et de l'eau. Dans sa décision D-2009-016, la Régie demandait au Distributeur de lui faire rapport des résultats de ses travaux à cet égard. Le Distributeur présente cette année un tableau résumant ses différentes actions ainsi que les résultats obtenus ou attendus, certains projets étant toujours en cours.

[430] La Régie approuve le budget total des programmes du Distributeur visant les innovations technologiques et commerciales et note les économies d'énergie prévues pour ces programmes.

[431] La Régie demande aussi au Distributeur, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, de continuer de rendre compte de l'avancement de ses travaux relatifs au domaine du chauffage solaire de l'air et de l'eau.

¹³³ Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexe G, page 136.

Gestion de la consommation

[432] Le Distributeur présente cette année un nouveau programme de gestion de la consommation visant à remplacer les chauffe-eau à deux éléments en fin de vie par des unités à trois éléments réduisant l'appel de puissance. Le budget demandé pour ce programme est de 0,7 M\$ en 2010 pour des économies de puissance associées de 3 MW. Le Distributeur considère que le potentiel technico-économique de ce programme se situe entre 15 et 30 MW sur un horizon de cinq ans.

[433] La Régie approuve le budget du programme de gestion de la consommation du Distributeur et note les économies d'énergie prévues.

Tronc commun

[434] Le budget du tronc commun est de 31,3 M\$ en 2010, soit 12,6 % du budget total du PGEÉ, alors qu'il était de 26,5 M\$ au dossier tarifaire R-3677-2008¹³⁴. Le poste « Évaluation » est principalement responsable de cette augmentation, son budget passant de 6,5 M\$ dans le précédent dossier à 11,7 M\$ au présent dossier. Le Distributeur explique cet écart par un plus grand nombre d'évaluations en mode continu, l'ampleur des évaluations à être effectuées, la nécessité de départager les influences entre les programmes du Distributeur et de l'AEÉ ainsi que l'implantation de mesurage sur le terrain¹³⁵.

[435] La Régie approuve le budget du tronc commun du PGEÉ du Distributeur.

10.5 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES ET IMPACT TARIFAIRE

[436] Le PGEÉ 2010, dans son ensemble, s'avère rentable prospectivement et il exerce une pression à la baisse sur les tarifs tout au long de la durée de vie des mesures. Les résultats des tests de rentabilité du PGEÉ 2010 sont plus faibles que ceux pour 2009-2010, présentés dans le dernier dossier tarifaire¹³⁶.

¹³⁴ Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-14, document 1, page 81.

¹³⁵ Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 138.

¹³⁶ Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-14, document 1, page 84.

[437] Le Distributeur explique principalement cette baisse de rentabilité par des coûts évités de fourniture-transport inférieurs de 30 % par rapport à ceux utilisés au dossier tarifaire R-3677-2008, diminution appuyée par une analyse présentée au présent dossier. Le nombre d'années de la période d'implantation des mesures (un an au dossier tarifaire R-3708-2009 vs deux ans au dossier tarifaire R-3677-2008) ainsi que l'année différente à laquelle les flux monétaires sont actualisés (2010 vs 2009) viennent aussi influencer à la baisse les résultats des tests de rentabilité du PGEÉ 2010.

[438] Dans sa décision rendue dans le précédent dossier tarifaire, la Régie demandait au Distributeur de produire, au présent dossier, des analyses justifiant les modifications de durée de vie des programmes « Diagnostic – résidentiel », « Mieux consommer – résidentiel, volet minuteriers pour filtres de piscine », « Appui aux initiatives – Systèmes industriels » et « PIIGE ». Toutes les analyses présentées sont basées sur des données justifiant l'augmentation de la durée de vie des mesures associées, à l'exception de l'analyse de la durée de vie des minuteriers pour filtres de piscine.

[439] L'analyse présentée par le Distributeur sur la durée de vie des minuteriers pour filtres de piscine démontre qu'il s'appuie sur la durée de vie utile « technique » de l'équipement utilisé, sans tenir compte de la composante comportementale, c'est-à-dire la réutilisation année après année de l'équipement par le client.

[440] La Régie prend acte des analyses de rentabilité présentées par le Distributeur pour son PGEÉ 2010. Elle approuve la modification des durées de vie des programmes « Diagnostic – résidentiel », « Appui aux initiatives – Systèmes industriels » et « PIIGE », mais ne considère pas justifiée, à la lumière de l'analyse présentée, la modification de la durée de vie du programme « Mieux consommer – résidentiel, volet minuteriers pour filtres de piscine ». La Régie demande au Distributeur d'inclure, dans le cadre de l'évaluation du programme à être déposée en 2010, une étude portant sur la durée de vie de la composante comportementale de ce programme ou, à défaut, d'utiliser la durée de vie présentée au dossier tarifaire R-3644-2007.

[441] Le Distributeur présente une analyse de la robustesse de son PGEÉ par rapport à trois critères, soit l'investissement requis, les coûts évités et les économies d'énergie. Il s'agit en fait d'une recherche du point mort du TCTR en faisant varier chacun des trois critères individuellement. Les résultats de cette analyse montrent que les investissements du Distributeur pourraient être augmentés de 250 % avant de compromettre la rentabilité

des programmes du PGEÉ du point de vue de la société. Il en va de même pour les économies d'énergie et pour les coûts évités, qui pourraient être réduits de 70 % et 50 % respectivement avant que le TCTR n'atteigne une valeur nulle.

[442] Lors de l'audience de décembre 2009, le Distributeur a établi que de telles variations sur chacun des critères avaient « *très peu de probabilité de se produire*¹³⁷ ». La Régie a demandé au Distributeur de commenter la possibilité de présenter une analyse de la robustesse de son PGEÉ basée sur une analyse de scénarios fort, moyen et faible, plutôt qu'une recherche du point mort. Le Distributeur a proposé, pour sa part, d'exprimer le coût de chacun de ses programmes en ¢/kWh, ce qui permettrait de mieux apprécier et comparer le coût unitaire des économies d'énergie générées¹³⁸.

[443] Toutefois, l'objectif de la Régie est de vérifier l'effet de la variation simultanée des trois critères sur la rentabilité du PGEÉ, et ce, indépendamment de la corrélation entre ces critères.

[444] La Régie demande donc au Distributeur de modifier sa méthode d'analyse de la robustesse économique du PGEÉ en déterminant un intervalle de confiance qu'il juge plausible pour chacun des trois critères de variation, soit l'investissement requis, les coûts évités et les économies d'énergie. L'analyse économique des tests de rentabilité doit ensuite être présentée suivant des scénarios fort (investissements à la limite inférieure de l'intervalle déterminé, économies d'énergie et coûts évités à la limite supérieure des intervalles déterminés), moyen et faible.

[445] Sur l'horizon 2010-2019, l'impact maximal des programmes et activités du PGEÉ 2010 sur le revenu requis est de 41,0 M\$ en 2011. Cet impact maximal, évalué à la marge, représente 0,43 % du revenu prévu par le Distributeur pour 2009. À partir de 2016, le PGEÉ, dans son ensemble, aura un effet à la baisse sur le revenu requis du Distributeur.

[446] La Régie prend acte de l'impact sur le revenu requis du PGEÉ.

¹³⁷ Pièce A-24-4, page 99.

¹³⁸ Pièce A-24-4, page 103.

10.6 STRATÉGIE RELATIVE À LA BI-ÉNERGIE

[447] La Régie a demandé au Distributeur une stratégie visant le maintien, voire la croissance du marché de la bi-énergie résidentielle et de la considérer non seulement comme un élément de la stratégie tarifaire, mais aussi comme un outil d'efficacité énergétique et de gestion de la consommation¹³⁹. Le Distributeur indique qu'il ne prévoit pas promouvoir de façon active la bi-énergie, mais qu'il poursuivra sa stratégie tarifaire afin de maintenir l'intérêt des clients au tarif DT.

[448] Les raisons invoquées par le Distributeur pour justifier sa stratégie concernant la bi-énergie peuvent être regroupées comme suit :

- Le Distributeur n'a pas les moyens d'identifier les clients qui abandonnent la bi-énergie au profit du TAÉ¹⁴⁰.
- Le Distributeur ne prévoit pas intervenir, puisque le parc de bi-énergie se renouvelle en même temps qu'il s'effrite et qu'il n'est pas en décroissance¹⁴¹.
- Toute intervention en faveur de la bi-énergie nuirait à l'industrie du chauffage au mazout et, donc, à l'existence même de la bi-énergie, en provoquant une disparition des distributeurs de mazout¹⁴².
- Un encouragement à la bi-énergie irait à l'encontre d'une volonté du gouvernement d'éliminer le chauffage au mazout¹⁴³.
- L'évaluation des avantages financiers de la bi-énergie pour le Distributeur montre une marge de manœuvre insuffisante pour qu'il puisse financer l'acquisition ou le renouvellement des équipements de bi-énergie¹⁴⁴.

[449] Plusieurs intervenants invitent le Distributeur à reconsidérer le calcul de sa marge de manœuvre et à offrir un meilleur soutien à sa clientèle bi-énergie.

¹³⁹ Suivi de la décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 125; pièce B-1, HQD-8, document 8, annexe E, page 87.

¹⁴⁰ Pièce A-24-3, pages 22 et 23; pièce A-24-4, pages 104 à 106; pièce A-24-4, pages 118 et 119.

¹⁴¹ Pièce A-24-4, pages 117 à 118 et 121.

¹⁴² Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 14; pièce A-24-4, pages 118 à 119 et 121 à 122.

¹⁴³ Pièce A-24-4, page 107.

¹⁴⁴ Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 16 et 17; pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 170 à 173; pièce B-11, HQD-13, document 1.1, pages 69 à 81.

[450] S.É./AQLPA demande que le Distributeur étudie les moyens de réduire l'effritement du parc bi-énergie.

[451] L'UC demande un plan d'action pour encourager les consommateurs à se convertir à la bi-énergie plutôt qu'au TAÉ.

[452] Le RNCREQ se penche sur le calcul de la marge de manœuvre du Distributeur. Il considère que les bénéfices découlant de la réduction de la demande à la pointe ne sont pas adéquatement pris en compte par les coûts évités en énergie utilisés par le Distributeur.

[453] L'ACEF de Québec souligne que la bi-énergie doit être analysée sur une période équivalente à la durée de vie du système, pour correspondre au choix réel auquel font face les consommateurs lorsqu'ils investissent dans un système de chauffage¹⁴⁵.

[454] L'ACEF de l'Outaouais estime que la bi-énergie doit occuper, dans l'avenir, une place importante parmi les actions et les mesures de gestion de la demande du Distributeur.

[455] Dans l'analyse des enjeux reliés à la bi-énergie, la Régie considère essentiel de prendre en compte les besoins de puissance à long terme du Distributeur. En effet, celui-ci devra ultimement faire face à des nouveaux besoins de puissance en hiver, vu l'augmentation du taux de pénétration du chauffage électrique.

[456] La Régie estime que le Distributeur doit intervenir plus activement en faveur de la bi-énergie. La perte annuelle de 1 000 à 3 000 clients bi-énergie représente un potentiel d'effacement à la pointe de plusieurs dizaines de MW. Selon la Régie, un programme qui encourage la clientèle existante à la bi-énergie à ne pas passer au chauffage TAÉ ne peut pas nuire à l'industrie du chauffage au mazout. En ce qui a trait à la marge de manœuvre financière présentée par le Distributeur, la preuve est à l'effet qu'elle pourrait être considérée plus élevée selon l'horizon temporel choisi.

¹⁴⁵ Pièce C-8-11, pages 8 à 10; pièce A-24-5, pages 171 et 172.

[457] **La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un programme commercial visant à réduire l'effritement de sa clientèle existante à la bi-énergie, sans affecter le nombre de clients actuels de l'industrie du chauffage au mazout.**

11. REVENU REQUIS

[458] Initialement, le Distributeur présente un revenu requis au montant de 10 320,0 M\$ pour l'année témoin 2010. En janvier 2010, il l'ajuste à 10 345,0 M\$ pour tenir compte de la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre. Ce revenu requis est détaillé ci-dessous et expliqué aux sections 4, 5, 6 et 8 de la présente décision.

TABLEAU 15
REVENU REQUIS

<i>(en M\$)</i>	<i>2008 (réel)</i>	<i>2009 (D-2009-016)</i>	<i>2009 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2010 (projeté)</i>	<i>Différence 2010-2009 (D-2009-016)</i>	
Achats d'électricité	4 975,6	4 988,0	4 590,8	4 614,2	(373,8)	(7,5 %)
Service de transport	2 727,3	2 677,3	2 677,3	2 632,7	(44,6)	(1,7 %)
Distribution						
Charges brutes directes	1 136,7	1 141,4	1 159,2	1 206,4	65,0	5,7 %
Charges de services partagés	410,1	424,6	422,5	432,8	8,2	1,9 %
Coûts capitalisés	(328,7)	(345,8)	(340,6)	(348,2)	(2,4)	0,7 %
Frais corporatifs	36,3	41,9	40,2	43,9	2,0	4,8 %
Charges d'exploitation	1 254,4	1 262,1	1 281,3	1 334,9	72,8	5,8 %
Achats de combustible	69,9	82,9	82,9	84,5	1,6	1,9 %
Amortissement et déclassement	640,4	850,2	862,6	852,3	2,1	0,2 %
Taxes	84,0	76,8	77,0	65,2	(11,6)	(15,1 %)
Autres charges	794,3	1 009,9	1 022,5	1 002,0	(7,9)	(0,8 %)
Rendement sur la base de tarification	810,3	729,2	709,5	761,2	32,0	4,4 %
Total Distribution	2 859,0	3 001,2	3 013,3	3 098,1	96,9	3,2 %
Total	10 561,9	10 666,5	10 281,4	10 345,0	(321,5)	(3,0 %)

Sources : Pièce B-1, HQD-4, document 1, pages 3 à 5; pièce B-33, HQD-2, document 3.1, page 3

[459] Le revenu requis pour l'année témoin 2010 est en baisse de 321,5 M\$ (-3,0 %) par rapport au montant autorisé en 2009. Cette diminution est principalement attribuable aux achats d'électricité, pour un montant de 373,8 M\$, provenant des achats d'électricité postpatrimoniale inférieurs et de l'ajustement des contrats spéciaux. Cette baisse est toutefois compensée, en partie, par des charges d'exploitations supérieures de 72,8 M\$.

[460] **Tenant compte des modifications apportées au revenu requis, la Régie autorise le Distributeur à soumettre des tarifs lui permettant de récupérer un revenu requis estimé à 10 334,3 M\$ pour l'année témoin 2010.**

[461] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives au revenu requis, en tenant compte des dispositions de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul du revenu requis ainsi ajusté, au plus tard le 18 mars 2010, à 12 h.**

TABLEAU 16
ESTIMÉ DU REVENU REQUIS DE 2010

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Disposition du compte de frais reportés hors base pour le projet d'ajout de condensateurs		1,3	
Charges d'exploitation		(8,2)	
Rendement sur la base de tarification		(3,8)	
Revenu requis	10 345,0	(10,7)	10 334,3

12. REVENUS GÉNÉRÉS PAR LES VENTES ET AUTRES REVENUS

12.1 REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[462] Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité réduisent le revenu requis du Distributeur. Ils augmentent de 26,5 M\$ (15,0 %), passant d'un montant autorisé de 177,2 M\$ en 2009 à 203,7 M\$ en 2010.

TABLEAU 17
REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

(en M\$)	2008 (réel)	2009 (D-2009-016)	2009 (réel 4/12 - budget 8/12)	2010 (projeté)	Différence 2010-2009 (D-2009-016)	
Facturation externe émise	90,2	81,5	98,9	94,7	13,2	16,2 %
Facturation interne émise	61,5	57,4	66,2	68,3	10,9	19,0 %
Récupération de coûts	45,4	35,9	39,0	38,7	2,8	7,8 %
Crédits d'intérêt reliés au remboursement gouvernemental	2,8	2,4	2,4	2,0	(0,4)	(16,7 %)
Total	199,9	177,2	206,5	203,7	26,5	15,0 %

Source : Pièce B-1, HQD-9, document 2, page 3

[463] La facturation externe émise est en hausse de 13,2 M\$ (16,2 %) en 2010, comparativement au montant autorisé en 2009 et cette hausse provient principalement des frais d'administration facturés aux abonnés.

[464] Le Distributeur indique que cette croissance est directement liée au volume grandissant des comptes à recevoir en souffrance en raison du contexte économique actuel. Les difficultés financières des clients se traduisent, entre autres, par des retards de paiement occasionnant systématiquement la facturation de frais d'administration.

[465] Le Distributeur mentionne que l'évolution du contexte économique de 2009 l'a amené à mettre en place un modèle de prévision des inventaires de comptes à recevoir mensuels, lui permettant de suivre la réalisation de mesures de gestion visant à en contenir le volume et le vieillissement. Ainsi, les revenus liés aux frais d'administration

anticipés pour 2009, ainsi que ceux prévus pour 2010, sont évalués en fonction des inventaires de comptes à recevoir prévus par ce modèle.

[466] La facturation interne émise est en hausse de 10,9 M\$ (19,0 %) en 2010, comparativement au montant autorisé en 2009. Cette hausse est due principalement à la facturation de la consommation de l'usage interne d'électricité pour un montant de 6,2 M\$ attribuable, entre autres, à la facturation de la consommation électrique des centres de service et des résidences. La Régie note que le Distributeur vise à facturer, d'ici la fin de 2009, la totalité de la consommation des entités affiliées.

[467] L'ACEF de Québec est d'avis que les frais d'administration sont sous-estimés en moyenne d'un montant de 8 M\$.

[468] En ce qui a trait à la possibilité d'une sous-estimation des frais d'administration, la Régie constate que le Distributeur a mis en place en 2009 un modèle de prévision des inventaires de comptes à recevoir.

[469] **Pour ces motifs, la Régie accepte les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité, tels que présentés par le Distributeur.**

12.2 CODE DE CONDUITE - CONSOMMATION ÉLECTRIQUE DES ENTITÉS AFFILIÉES

[470] Dans la décision D-2006-34¹⁴⁶, la Régie acceptait de surseoir à l'application des articles 4.16 à 4.18¹⁴⁷ du Code de conduite du Distributeur jusqu'à ce qu'il soit en mesure d'appliquer les Conditions de service à ses entités affiliées et lui demandait de soumettre un plan et un échéancier des travaux à cet égard¹⁴⁸.

[471] Le Distributeur a pour objectif de facturer, à la fin de 2009, la totalité de la consommation d'électricité des entités affiliées qu'il alimente. Son plan prévoyait,

¹⁴⁶ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2008, page 25.

¹⁴⁷ Auparavant, les articles 4.17 à 4.19 du Code de conduite du Distributeur.

¹⁴⁸ Dans sa décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, page 23, la Régie acceptait le plan et l'échéancier soumis par le Distributeur.

premièrement, la facturation de l'électricité pour l'ensemble des tours de télécommunication au 1^{er} janvier 2008. Figuraient ensuite, au plan pour 2008, un inventaire et une analyse sur le terrain en vue de procéder à la facturation de la consommation d'électricité des centres de service et des résidences au 1^{er} janvier 2009. Finalement, la facturation de la consommation d'électricité des postes et centrales est envisagée au 1^{er} janvier 2010.

[472] Le Distributeur soumet les résultats du suivi d'implantation de ce plan, notamment pour les centrales et les postes de transformation.

[473] L'analyse des centrales considérées comme non facturées a révélé qu'une seule est reliée au réseau de distribution. Le Distributeur entend la facturer au tarif à forfait T-3 à partir du 1^{er} janvier 2010, pour des revenus additionnels de 30 k\$ annuellement.

[474] Le Distributeur a procédé à l'analyse de plusieurs bases de données et effectué des visites sur le terrain afin de valider l'inventaire des postes de transformation. Cette analyse a permis de constater que la grande majorité des postes ne sont pas reliés au réseau de distribution. Le Distributeur facture au plus 16 postes de transformation dès janvier 2010, au tarif à forfait T-3. À partir des postes actuellement facturés, le Distributeur estime que ces 16 postes pourraient générer des revenus additionnels de l'ordre de 60 k\$ annuellement.

[475] Le Distributeur indique que cette étape termine le plan d'implantation de la facturation de la consommation électrique des entités affiliées. Les revenus additionnels découlant de la réalisation du plan pour les années 2009 et 2010 sont respectivement de 7 744 k\$ et de 7 834 k\$.

[476] À partir du prochain dossier tarifaire, le Distributeur entend effectuer le suivi de la facturation de la consommation d'électricité des entités affiliées dans la section revenus autres que les ventes d'électricité.

[477] La Régie accepte la proposition du Distributeur et prend acte du fait que la totalité de la consommation d'électricité des entités affiliées sera facturée à compter du 1^{er} janvier 2010 et que le Distributeur appliquera, dans son ensemble, le Code de conduite, approuvé par la Régie en 2006, incluant les articles 4.16 à 4.18 de ce dernier.

13. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[478] Le Distributeur présente la répartition de son coût de service, par catégorie de consommateurs, pour l'année témoin 2010.

[479] Conformément à la décision D-2009-016, deux éléments relatifs à la répartition du coût de service sont discutés dans le cadre du présent dossier. Il s'agit de la répartition des coûts d'approvisionnement en électricité postpatrimoniale selon la méthode horaire et de la répartition des coûts relatifs à l'AEÉ.

[480] Par ailleurs, le Distributeur dépose au présent dossier le décret du gouvernement du Québec fixant, à compter du 1^{er} avril 2010, la répartition du coût de l'électricité patrimoniale, basée sur le facteur d'utilisation de l'électricité¹⁴⁹.

13.1 MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE

[481] Dans la décision D-2009-016, la Régie demandait au Distributeur d'examiner le traitement de la répartition des surplus d'électricité postpatrimoniale¹⁵⁰ :

« La Régie ne remet pas en question l'utilisation de la méthode horaire pour la répartition des coûts de l'énergie postpatrimoniale. Toutefois, les remarques des experts de l'AQCIE/CIFQ et de UC, l'impact plus important de la revente des surplus d'électricité postpatrimoniale ainsi que les coûts relatifs à la suspension des livraisons de la centrale de TCE amènent la Régie à demander au Distributeur d'examiner le traitement de la répartition des surplus d'électricité postpatrimoniale en tenant compte, notamment, des solutions proposées par les intervenants. Il devra présenter le résultat de ses réflexions en séance de travail et faire une proposition à cet égard, lors du prochain dossier tarifaire. »

[482] La séance de travail s'est déroulée en mai 2009. Les solutions proposées lors du dernier dossier tarifaire par les experts de l'AQCIE/CIFQ et de l'UC y ont notamment été

¹⁴⁹ Pièce B-31, HQD-10, document 3; (2009) 141 G.O. II, 6032; pièce B-1, HQD-10, document 1, page 6.

¹⁵⁰ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 77.

discutées. Ces experts considéraient que le coût de suspension des livraisons de la centrale de TCE ainsi que les coûts nets relatifs aux activités de la revente ne pouvaient être répartis selon la méthode horaire, telle qu'appliquée par le Distributeur.

[483] Selon le Distributeur, l'expert de l'AQCIE/CIFQ proposait de répartir, par catégorie de consommateurs, certains coûts qu'il qualifiait de « coûts échoués », proportionnellement aux coûts d'approvisionnement totaux (patrimonial et postpatrimonial). Ces « coûts échoués » comprenaient, entre autres, le coût de suspension des livraisons de la centrale de TCE, le coût des surplus à revendre et les revenus de la revente. Selon l'expert et tel que repris par l'AQCIE/CIFQ lors de la séance de travail, cette solution permettait de corriger, d'une certaine façon, les lacunes de la méthode horaire qui alloue des coûts unitaires plus élevés aux clients aux forts facteurs d'utilisation de l'électricité.

[484] Pour les fins du présent dossier, le Distributeur met à jour le scénario de l'expert de l'AQCIE/CIFQ selon les données de l'année témoin 2010. Ce scénario a pour effet de modifier le signal de coût résultant de la méthode horaire. Selon le Distributeur, la solution proposée par cet expert revient à utiliser, pour l'essentiel, la méthode du facteur d'utilisation pour répartir une partie des coûts postpatrimoniaux, ce que la Régie a déjà refusé.

[485] Pour sa part, l'expert de l'UC avait suggéré la création d'une nouvelle catégorie de consommateurs appelée « acheteurs d'énergie » qui supporterait les coûts relatifs aux surplus revendus. Il considérait que le coût de suspension des livraisons de la centrale de TCE était exceptionnel, sans toutefois proposer, en séance de travail, une méthode de répartition auprès de ceux qui devraient les assumer.

[486] Le Distributeur considère que l'ajout de méthodes de répartition des coûts postpatrimoniaux, selon des événements précis et circonstanciels, n'est pas une avenue à envisager, car elle contourne, dans les faits, celle déjà en place.

[487] Le Distributeur est d'avis que les coûts de suspension des livraisons de la centrale de TCE ainsi que ceux reliés aux activités de la revente ne peuvent être répartis distinctement des autres coûts postpatrimoniaux. La suspension des livraisons de la centrale de TCE, tout comme les conventions d'énergie différée conclues avec le Producteur, sont des moyens offrant une grande flexibilité pour la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande. Selon le Distributeur, il est illogique que les contrats avec

TCE et le Producteur, approuvés par la Régie, soient associés à des « coûts échoués » alors que les coûts des contrats plus récents n'offrant aucune flexibilité soient, par opposition, jugés acceptables ou normaux. Le Distributeur soutient que ces arguments remettent en question un des principes ayant guidé le choix de la méthode horaire, à savoir la nécessité de ne pas étiqueter les kWh achetés aux différentes catégories de consommateurs.

[488] Le Distributeur considère que la méthode horaire retenue par la Régie s'applique à l'ensemble des coûts parce qu'il s'agit là des « *coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité* » au sens de l'article 52.2 de la Loi. Ainsi, l'objectif visé par l'UC de ne pas reconnaître des coûts d'approvisionnement par la méthode de répartition du coût de service irait à l'encontre de la Loi. Le Distributeur ajoute qu'il ne peut exclure des coûts et des mesures d'atténuation déjà approuvés par la Régie¹⁵¹.

[489] Enfin, le Distributeur croit que les concepts proposés par les experts ne font qu'introduire de la confusion dans un exercice déjà suffisamment complexe. Il en conclut que la proposition la plus fonctionnelle est l'application de la méthode horaire¹⁵².

[490] En conséquence, la répartition des coûts d'approvisionnement en électricité postpatrimoniaire proposée par le Distributeur, dans le cadre du présent dossier tarifaire, est le résultat de la méthode horaire précédemment autorisée par la Régie, sans modification.

[491] OC partage la position du Distributeur, puisque rien ne justifie de répartir les coûts associés à la revente des surplus ou à la suspension des livraisons de la centrale de TCE différemment des autres coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux. Elle ajoute que la méthode horaire est appropriée, puisqu'elle correspond au plan d'approvisionnement et reflète les stratégies d'approvisionnement du Distributeur approuvées par la Régie¹⁵³.

[492] Cependant, d'autres intervenants sont d'avis que la méthode horaire, telle qu'appliquée par le Distributeur, ne respecte pas le principe de causalité des coûts. Selon eux, il n'y a pas de lien entre la consommation des catégories de consommateurs à une

¹⁵¹ Pièce A-24-8, pages 46 à 48.

¹⁵² Pièce A-24-8, pages 48 à 50.

¹⁵³ Pièce A-24-9, page 58.

heure donnée et les coûts reliés à la suspension des livraisons de la centrale de TCE, non plus qu'avec les pertes et les gains de la revente d'énergie encourus à cette heure-là. Ils constatent que cette méthode engendre actuellement des résultats incohérents, car elle alloue des coûts unitaires plus élevés aux clients ayant des facteurs d'utilisation de l'électricité élevés. En conséquence, ils proposent des solutions qui permettraient de corriger ces résultats.

[493] L'ACEF de Québec recommande de répartir les coûts associés aux surplus en fonction de la responsabilité de chaque catégorie de clients dans la baisse de la demande, ce qui serait conforme à la Loi qui demande de tenir compte des risques propres à chaque clientèle pour fixer les tarifs.

[494] L'expert de l'AQCIE/CIFQ réitère sa proposition de l'an dernier selon laquelle les coûts reliés à la suspension des livraisons de la centrale de TCE ainsi que les pertes et les gains de la revente d'énergie doivent, puisqu'ils ne sont associés à aucune livraison d'énergie, être répartis en proportion des coûts d'approvisionnements totaux. Il précise toutefois que cette application particulière de la méthode de répartition des coûts deviendra non pertinente lorsque le volume de consommation postpatrimonial sera tel que les profils de consommation et de coûts seront conformes à ceux existants au moment de l'adoption de la méthode horaire.

[495] Pour sa part, l'expert de l'UC suggère un premier traitement consistant à allouer le coût de la suspension des livraisons de la centrale de TCE aux catégories de consommateurs à l'origine des surplus du Distributeur. Il alloue donc ce coût aux catégories dont la consommation est en décroissance depuis 2007, c'est-à-dire depuis la première suspension des livraisons de la centrale de TCE, au prorata de leur diminution énergétique entre 2007 et 2010. Le deuxième traitement qu'il propose consiste à considérer les « acheteurs d'énergie » comme toutes les autres catégories de consommateurs quant à la détermination de leurs coûts suivant la méthode horaire. Les pertes ou les gains de la revente seraient répartis par catégorie de consommateurs par la Régie à chaque exercice tarifaire, selon les principes de tarification qu'elle juge appropriés et selon les circonstances.

[496] La FCEI recommande de revoir la méthode horaire puisque les résultats qu'elle engendre actuellement sont, selon elle, insensés. L'intervenante considère néanmoins qu'il n'y a pas lieu de traiter les coûts nets relatifs aux activités de la revente des surplus différemment des autres coûts d'approvisionnement. Selon l'intervenante, les surplus et la

revente font partie de la gestion continue des approvisionnements et ne peuvent être associés à des clients en particulier.

[497] De l'avis de la Régie, l'application de la méthode horaire, sans faire d'exception selon la nature des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux, a l'avantage d'être claire, car elle traite de la même façon tous les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux, peu importe leur nature. De plus, elle introduit une constance méthodologique dans le temps et évite les remises en question selon les circonstances. À ce sujet, l'expert de l'AQCIE/CIFQ précise que l'application particulière de la méthode de répartition des coûts qu'il propose deviendra éventuellement non pertinente lorsque le volume d'électricité postpatrimoniale augmentera. La Régie considère qu'une méthode établie après plusieurs dossiers tarifaires ne doit pas être modifiée à chaque changement de contexte.

[498] Les coûts associés à la suspension des livraisons de la centrale de TCE ainsi que les pertes et les gains de la revente de surplus, ne doivent pas être répartis différemment de l'ensemble des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux. La suspension des livraisons de la centrale de TCE et la revente de surplus sont des moyens parmi d'autres (report des livraisons, conventions d'énergie différée, etc.) pour équilibrer le bilan énergétique du Distributeur.

[499] Le prix du contrat avec TCE contient une portion fixe (prix de la puissance contractuelle) et une portion variable (prix de l'énergie livrée). La Régie constate que d'autres contrats possèdent la même structure de prix¹⁵⁴. Les portions fixes de ces contrats sont payables tout au long de l'année, que les centrales soient en exploitation ou non. Tous ces contrats sont des contrats de base, puisqu'ils sont conçus pour « répondre à des besoins présents à presque toutes les heures d'une période prédéterminée »¹⁵⁵. En conséquence, il est logique, selon la Régie, que les coûts de suspension des livraisons de la centrale de TCE soient répartis sur toutes les heures de l'année.

[500] En ce qui a trait à la répartition des pertes et des gains associés à la revente d'énergie, la Régie rappelle que le Distributeur aura toujours, même sans un contexte

¹⁵⁴ Pièce A-24-5, pages 16 et 17.

¹⁵⁵ Dossier R-3470-2001, pièce HQD-2, document 3, page 13.

d'importants surplus d'énergie, à revendre certaines quantités d'électricité postpatrimoniale pour équilibrer son bilan offre-demande.

[501] La Régie ne retient donc pas l'application de la méthode de répartition des coûts recommandée par l'expert de l'AQCIE/CIFQ.

[502] La Régie juge qu'il serait inéquitable, comme le proposent l'ACEF de Québec et l'expert de l'UC, d'allouer les coûts dus à la baisse de la prévision des ventes du secteur industriel, aux autres clients du même secteur de consommation, puisque ces derniers ne sont pas responsables de cette baisse. De plus, tenir compte du risque associé à la consommation du secteur industriel dans l'application de la méthode de répartition des coûts impliquerait, selon la Régie, de mesurer les divers autres risques associés à chaque clientèle. La Régie considère que cet exercice serait lourd et hasardeux.

[503] La Régie ne retient pas les propositions de l'ACEF de Québec et de l'UC.

[504] À l'instar des intervenants, la Régie constate que les résultats de la répartition horaire des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux sont inhabituels dans les circonstances actuelles¹⁵⁶. Toutefois, la répartition des coûts d'approvisionnements totaux (patrimoniaux et postpatrimoniaux)¹⁵⁷ présente des résultats tout à fait corrects, même de l'avis de l'expert de l'AQCIE/CIFQ¹⁵⁸. En effet, la répartition des coûts d'approvisionnements totaux alloue des coûts unitaires plus élevés aux clients ayant de faibles facteurs d'utilisation de l'électricité.

[505] Quant au fait que la méthode horaire puisse causer plus d'instabilité avec des coûts plus volatils, la Régie considérerait, lors du choix de la méthode, qu'il était bon de capter ce phénomène¹⁵⁹.

[506] La Régie retient la méthode horaire, sans modification, telle qu'utilisée par le Distributeur.

¹⁵⁶ Pièce B-1, HQD-10, document 4, page 16, colonne 5 du tableau 9A.

¹⁵⁷ Pièce B-1, HQD-10, document 4, page 16, colonne 14 du tableau 9A.

¹⁵⁸ Pièce A-24-5, pages 136 et 137.

¹⁵⁹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, pages 72 et 73.

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

[507] Le Distributeur répartit les coûts de l'AEÉ selon la décision rendue dans le cadre de l'étude du PEEÉNT¹⁶⁰, et ce, malgré le fait que les travaux relatifs à la collecte d'information et l'identification des catégories tarifaires pour chacun de ses programmes et interventions ne soient pas complétés.

[508] **La Régie accepte, pour 2010, la répartition des coûts des programmes et activités de l'AEÉ proposée par le Distributeur.**

13.3 MÉTHODES DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[509] En conséquence de ce qui précède et considérant que la répartition du coût de service du Distributeur est conforme aux méthodes de répartition antérieurement approuvées, **la Régie approuve la répartition du coût de service par catégorie tarifaire pour l'année témoin 2010, telle que soumise par le Distributeur.**

14. MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

[510] Le Distributeur demande que certaines règles prévues aux *Conditions de service d'électricité*¹⁶¹ (les Conditions de service), concernant les dépôts et garanties de paiement et les avis de retard et d'interruption, soient modifiées pour les abonnements d'usage autre que domestique.

[511] Il souhaite également modifier le taux applicable aux frais d'administration relatif au paiement en retard d'une facture et ajouter des précisions en matière de rétrofacturation.

¹⁶⁰ Décision D-2009-046, dossier R-3671-2008.

¹⁶¹ En vigueur le 1^{er} avril 2009.

14.1 DÉPÔTS ET GARANTIES DE PAIEMENT POUR LA GRANDE PUISSANCE ET LES CHANTIERS DE CONSTRUCTION

[512] L'article 9.2 des Conditions de service prévoit que le Distributeur peut requérir un dépôt en argent ou une garantie de paiement pour tout nouvel abonnement à des fins d'usage autre que domestique, sauf dans certains cas. Il demande de modifier cet article en supprimant les exceptions mentionnées aux paragraphes 4^o et 6^o concernant les abonnements de grande puissance et les abonnements pour un branchement temporaire pour un chantier de construction.

[513] Le Distributeur justifie sa demande relative aux abonnements de grande puissance par le fait qu'il subit fréquemment des pertes lorsque le client se prévaut des dispositions de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* ou de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité*. Il considère essentiel de se prémunir contre ce risque par une demande de dépôt en début d'abonnement.

[514] En ce qui a trait aux chantiers de construction, le Distributeur indique subir des pertes de revenus à la suite de l'abandon ou de la fermeture de chantiers relatifs à des projets de construction parfois majeurs. Il précise que, dans plusieurs cas, le titulaire de l'abonnement est une compagnie n'ayant pas d'autres actifs que ceux liés au projet de construction et que ceci rend le recouvrement plus ardu. Il soumet que le droit d'exiger un dépôt en début d'abonnement viendrait réduire son risque de pertes et les efforts nécessaires de recouvrement dans ces cas.

[515] Lors de sa plaidoirie, le Distributeur présente divers arguments en réponse aux demandes de précisions de la Régie quant à la nature juridique du dépôt. Selon le Distributeur, le dépôt est de la nature du paiement ou d'une modalité de paiement. Il est confiant quant à la nature juridique du dépôt eu égard à la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité*. En effet, il affirme qu'il n'a pas eu de dossier, au cours des dernières années, où les syndicats de faillite ont contesté la validité du versement d'un dépôt de garantie¹⁶².

[516] La Régie juge important de préciser qu'elle n'entérine pas, par la présente décision, chacun des arguments de nature juridique présentés par le Distributeur. En particulier, la Régie a des réserves quant à l'argument du Distributeur selon lequel le dépôt est de la

¹⁶² Pièce A-24-9, pages 102 à 105.

nature du paiement ou d'une modalité de paiement¹⁶³. Elle croit qu'il est plutôt versé à titre de garantie¹⁶⁴, en raison notamment du fait que ce dépôt ne peut être appliqué au solde débiteur d'un compte en souffrance d'un client que dans les cas prévus à l'article 9.5 des Conditions de service et que le client a droit au remboursement du dépôt dans les cas prévus aux articles 9.6 et 9.7. Toutefois, pour les besoins du présent dossier, la Régie n'a pas besoin de statuer plus avant.

[517] La Régie accueille la demande du Distributeur et modifie l'article 9.2 des Conditions de service d'électricité, en supprimant les paragraphes 4^o et 6^o.

14.1.1 DÉLAI APPLICABLE AU PAIEMENT DU DÉPÔT EN COURS D'ABONNEMENT

[518] Dans le cas d'un abonnement existant pour usage autre que domestique, le Distributeur peut exiger un dépôt lorsque le client ne paie pas à échéance au moins une facture d'électricité au cours des 24 mois qui précèdent la date de la dernière facture. Une telle demande de dépôt vise à mitiger le risque de non-paiement de factures ultérieures. Le Distributeur demande la codification d'un délai de huit jours francs pour le paiement du dépôt, à défaut de quoi, une interruption de service pourrait intervenir¹⁶⁵.

[519] À la suite de la consultation de ses membres, l'AQCIE/CIFQ souhaite plutôt un délai de 15 jours¹⁶⁶ pour donner un peu plus de temps aux clients pour s'ajuster et pour obtenir les fonds nécessaires. Toutefois, lors de sa plaidoirie, l'intervenant précise sa proposition et demande plutôt un délai de 10 jours ouvrables francs¹⁶⁷.

[520] La Régie accueille la demande du Distributeur de fixer le délai de paiement du dépôt requis en cours d'abonnement, et d'ajouter, à cette fin, un troisième alinéa à l'article 9.2. Elle juge qu'un délai de huit jours francs est raisonnable. Le troisième alinéa de cet article devra se lire comme suit :

¹⁶³ Pièce A-24-9, pages 91, 92 et 96 à 98.

¹⁶⁴ Paragraphe 3^o du deuxième alinéa de l'article 12.3 des Conditions de service.

¹⁶⁵ Pièce B-1, HQD-11, document 1, page 6; pièce A-24-9, pages 113 à 115.

¹⁶⁶ Pièce A-24-5, page 142.

¹⁶⁷ Pièce A-24-8, pages 131 à 136.

« Tout dépôt ou toute garantie requis en cours d'abonnement doit être fourni avant l'expiration du délai de huit (8) jours francs suivant la date d'envoi de la demande écrite d'Hydro-Québec. »

14.1.2 TAUX D'INTÉRÊT SUR LES DÉPÔTS

[521] L'AQCIE/CIFQ soumet qu'il serait plus judicieux d'exiger l'équivalent de ce que le Distributeur exige lorsqu'il accorde un délai de paiement à un client. À ce titre, il réfère au taux sur les contributions d'un client pour les prolongements et modifications de ligne de distribution prévu à l'article 16.5, c'est-à-dire le taux du coût en capital prospectif d'Hydro-Québec¹⁶⁸.

[522] Le taux actuellement en vigueur pour un dépôt est, en vertu de l'article 9.4 des Conditions de service, celui fixé à l'article 12.3 des Tarifs.

[523] La Régie n'est pas convaincue, par la preuve présentée, qu'il y a lieu de modifier le taux applicable sur les dépôts. **Elle est d'avis que le taux actuellement en vigueur est raisonnable et adéquat.**

14.2 AVIS DE RETARD ET AVIS D'INTERRUPTION

[524] L'article 12.5 des Conditions de service prévoit que, dans le cas où le Distributeur a l'intention de procéder à l'interruption du service ou de la livraison de l'électricité à un client qui ne paie pas sa facture à échéance, il doit envoyer à celui-ci un avis de retard d'au moins 15 jours francs avant l'envoi de l'avis d'interruption. Le Distributeur demande que cette exigence ne s'applique qu'à l'égard des clients pour un abonnement d'usage domestique. Dans le cas des clients pour un abonnement d'usage autre que domestique, le Distributeur souhaite procéder directement à l'envoi de l'avis d'interruption de service, sans avis de retard préalable, afin de limiter les pertes.

¹⁶⁸ Pièce A-24-8, pages 140 à 144.

[525] Par ailleurs, en ce qui a trait à l'avis d'interruption, le Distributeur propose de modifier l'article 12.6 des Conditions de service de façon à ce que, dans le cas des abonnements pour usage autre que domestique, un avis d'interruption ne soit pas requis lorsque le client fait défaut de fournir le dépôt ou la garantie requis en cours d'abonnement. Le Distributeur propose, à cet égard, que la demande de dépôt serve également d'avis en vertu duquel il pourra interrompre le service si le client fait défaut de verser le dépôt ou la garantie dans le délai fixé, et ce, dès l'expiration du délai prévu. Le Distributeur justifie sa proposition par le fait qu'il souhaite amener le client en retard de paiement à négocier une entente de paiement. Il précise aussi que : « *ce n'est pas parce qu'il y a un droit que le Distributeur abusera de ce droit* »¹⁶⁹.

[526] L'AQCIÉ/CIFQ ne s'objecte pas à la demande du Distributeur, sauf pour le délai. À son avis, tel que mentionné au paragraphe 519 de la présente décision, le délai doit être de 10 jours ouvrables francs et ce, à compter de la date de réception, par le client, de la demande de dépôt du Distributeur et non de la date d'envoi de celle-ci¹⁷⁰.

[527] En ce qui a trait à l'avis de retard, la Régie est d'avis qu'il est important que la clientèle en défaut de paiement d'une facture à l'échéance puisse être avisée d'un retard et ait ainsi l'opportunité d'y remédier. Elle est également d'avis qu'il y a lieu de maintenir cette exigence en faveur de toutes les catégories de clients et non seulement en faveur des clients pour un abonnement d'usage domestique. Toutefois, la Régie est consciente de l'impact que peut avoir l'addition de délais dans le recouvrement des comptes en souffrance, particulièrement dans le cas des abonnements d'usage autre que domestique.

[528] La Régie accueille partiellement la demande du Distributeur, en réduisant à huit jours francs le délai de l'avis de retard pour les abonnements d'usage autre que domestique. Ainsi, le premier alinéa de l'article 12.5 des Conditions de service d'électricité est remplacé par le texte suivant :

« Abonnement – usage domestique

Dans le cas où Hydro-Québec a l'intention de procéder à l'interruption du service ou de la livraison de l'électricité d'un client pour un abonnement d'usage domestique qui ne paie pas sa facture à échéance, elle donne un avis de retard

¹⁶⁹ Pièce A-24-9, pages 113 à 115.

¹⁷⁰ Pièce A-28-8, pages 138 et 139.

informant le client de l'éventualité d'une interruption de service, et ce, au moins quinze (15) jours francs avant l'envoi de l'avis d'interruption.

Abonnement – usage autre que domestique

Dans le cas où Hydro-Québec a l'intention de procéder à l'interruption du service ou de la livraison de l'électricité d'un client pour un abonnement d'usage autre que domestique qui ne paie pas sa facture à échéance, elle donne un avis de retard informant le client de l'éventualité d'une interruption de service, et ce, au moins huit (8) jours francs avant l'envoi de l'avis d'interruption. »

[529] En ce qui a trait à l'avis d'interruption, la Régie n'est pas convaincue par les arguments du Distributeur qu'il y a lieu d'éliminer l'obligation de donner un avis d'interruption de service lorsque le client pour un abonnement d'usage autre que domestique est en défaut de fournir le dépôt ou la garantie exigé. **En conséquence, la Régie rejette la demande du Distributeur de modifier l'article 12.6 des Conditions de service d'électricité.**

[530] Considérant ce qui précède, la Régie est d'avis qu'un avis d'interruption de huit jours francs, en sus du délai de huit jours francs pour fournir un dépôt ou une garantie de paiement, laisse suffisamment de temps aux abonnés concernés pour se procurer le dépôt ou la garantie de paiement demandé par le Distributeur.

[531] Par ailleurs, l'actuel alinéa 3 de l'article 12.5 des Conditions de service est à l'effet que, à la demande d'un client d'un abonnement pour usage domestique, le Distributeur doit proposer une entente de paiement avant de procéder à une interruption de service. Or, le Distributeur soumet qu'il serait plus cohérent que cet alinéa soit déplacé à l'article 12.6 des Conditions de service qui traite des avis d'interruption plutôt que de demeurer à l'article 12.5 qui traite des avis de retard.

[532] **La Régie accueille la proposition du Distributeur de déplacer l'actuel troisième alinéa de l'article 12.5, concernant les ententes de paiement, au dernier alinéa de l'article 12.6 des Conditions de service d'électricité.**

[533] La Régie note par ailleurs que la FCEI n'a fait aucun commentaire sur les propositions du Distributeur. Or, dans le présent dossier, cette intervenante justifie son intervention par le fait qu'elle représente et défend les intérêts de PME québécoises et

que, notamment, la décision de la Régie aurait « *une répercussion directe et immédiate sur le déroulement et les activités auxquelles sont assujettis ses membres*¹⁷¹ ». Les modifications aux Conditions de service demandées par le Distributeur, particulièrement celles ayant trait aux demandes de dépôt et de l'ensemble de ses modalités, ainsi qu'aux avis de retard et d'interruption, ont une application immédiate, quotidienne et concrète sur les activités de milliers de PME. La Régie s'étonne du mutisme de l'intervenante sur ces sujets.

14.3 TAUX APPLICABLE AUX FRAIS D'ADMINISTRATION

[534] Les Conditions de service actuelles prévoient que les frais d'administration sur l'arriéré de la facture d'électricité sont appliqués selon un taux composé mensuellement. Le Distributeur souhaite modifier cette disposition pour que le calcul des frais se fasse à taux simple. Le taux mensuel applicable demeure inchangé. Une telle modification est à l'avantage de la clientèle, puisqu'elle permet de réduire le taux annuel à 14,40 %. De plus, cette modification permet d'éviter des coûts de modification du SIC utilisé par le Distributeur, tout en préservant l'incitatif au paiement de la facture à l'échéance.

[535] La Régie est d'avis que ce taux demeure à un niveau raisonnable et adéquat pour demeurer un incitatif au paiement de la facture d'électricité à l'échéance. **La Régie approuve cette demande de modification de l'article 11.6 des Conditions de service d'électricité pour qu'un taux simple soit applicable aux frais d'administration et approuve également la modification de concordance avec le texte des Tarifs et conditions du Distributeur.**

14.4 PRÉCISIONS EN MATIÈRE DE RÉTROFACTURATION

[536] Le Distributeur demande que les erreurs de multiplicateur soient assujetties aux mêmes modalités de correction que les cas de défaut de l'appareil de mesurage. Il appuie sa demande sur le fait que la somme des ratios de multiplication de chacun de ces appareils permet d'évaluer la consommation enregistrée par le compteur. En effet, dans le

¹⁷¹ Pièce C-12-1, page 1.

cas d'une erreur dans l'inscription du multiple de facturation, la facture transmise au client ne correspond pas à l'électricité qu'il a réellement consommée.

[537] La Régie accepte l'ajout de la précision demandée à l'article 11.5 des Conditions de service d'électricité du Distributeur afin que les erreurs de multiplicateur établies à partir des transformateurs de tension et de courant soient assujetties aux mêmes modalités de correction que les défauts de l'appareil de mesurage.

14.5 MODE DE VERSEMENTS ÉGAUX

[538] Dans sa décision D-2009-117, la Régie reconnaissait que les ajustements aux modalités d'établissement de la facture en MVE constituaient un enjeu au présent dossier, en autant que l'examen se limite à l'opportunité de modifier les Conditions de service à cet égard ou à leurs conséquences sur la qualité du service à la clientèle.

[539] L'ACEF de Québec est d'avis que le Distributeur a manqué à ses obligations en ne faisant pas de révision intérimaire en 2008-2009 et que les clients, spécifiquement ceux à faible revenu, doivent être protégés des erreurs ou écarts prévisionnels significatifs. C'est dans ce contexte que l'intervenante propose des modifications aux Conditions de service, lorsque les écarts sur la prévision de la consommation relèvent de la responsabilité directe du Distributeur, visant à ne pas pénaliser les clientèles et en leur donnant suffisamment de temps pour rembourser les sommes dues. De plus, cette intervenante demande d'amender le dernier paragraphe de l'article 11.9 des Conditions de services afin d'y ajouter, comme condition préalable au droit du Distributeur de mettre fin au MVE, un refus du client de payer ou de conclure une entente de paiement.

[540] L'UC est d'avis que la problématique vécue par les clients en MVE est due à plusieurs erreurs du Distributeur. De plus, elle soumet que l'obligation de procéder à une révision intérimaire doit être imposée au Distributeur dès qu'il constate que le client en MVE dépasse de 20 % ou plus sa consommation annuelle estimée. L'intervenante ajoute qu'il est inacceptable qu'il n'y ait pas de révision intérimaire l'année prochaine. Ainsi, l'UC soumet que l'article 11.9 des Conditions de service doit être modifié en conséquence et demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de procéder aux révisions intérimaires.

[541] Le Distributeur réplique aux demandes des intervenants en rappelant que le problème identifié par ces derniers est lié à l'implantation du SIC en 2008. Pour régler cette situation, il a mis en place différentes mesures. Le problème est aujourd'hui réglé. Le Distributeur ne souhaite pas avoir des conditions de service qui imposeraient une obligation limitant la flexibilité des modalités du MVE.

[542] La Régie est d'avis que le Distributeur a pris les moyens nécessaires pour corriger la situation. **Dans ce contexte, elle ne juge pas approprié de modifier les *Conditions de service d'électricité* du Distributeur afin de codifier des mesures pour faire face à une situation exceptionnelle.** Codifier ces mesures constituerait, pour le Distributeur, une contrainte additionnelle de fonctionnement qu'il est préférable d'éviter.

15. TARIFS DE DISTRIBUTION

[543] Le Distributeur présente les hausses demandées pour chacun des tarifs, les ajustements à leurs structures ainsi que l'impact des hausses sur la facture des clients.

15.1 TARIFS DOMESTIQUES

[544] Les principaux tarifs domestiques sont les tarifs D, DM, DH et DT.

Tarifs D et DM

[545] Le tarif D, qui regroupe plus de trois millions d'abonnés, sert de base aux trois autres principaux tarifs domestiques.

[546] Les tarifs D et DM s'appliquent à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée à des fins exclusives d'habitation ou d'exploitation agricole. Le tarif D est réservé

à un logement dont l'électricité est mesurée distinctement, tandis que le tarif DM est adapté au mesurage collectif¹⁷².

TABLEAU 18
STRUCTURE DES TARIFS D ET DM AU 1^{ER} AVRIL 2009

	<i>Tarif D</i>	<i>Tarif DM</i>
Redevance quotidienne (¢/jour)	40,64	40,64 x multiplicateur
Les 30 premiers kWh/jour (¢/kWh)	5,45	5,45 x multiplicateur
Le reste de l'énergie (¢/kWh)	7,46	7,46
Prime de puissance en hiver (\$/kW)	6,21	6,21
Prime de puissance en été (\$/kW)	0,63	0,63

Source : Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 9 et 11

[547] Pour l'année tarifaire 2010, le Distributeur modifie quelque peu sa stratégie tarifaire qui a été reconnue par la Régie dans ses décisions précédentes¹⁷³. Dans le cadre des dossiers tarifaires précédents, la stratégie consistait à augmenter deux fois plus le prix de la seconde tranche d'énergie des tarifs D et DM que celui de la première, alors que dans le présent dossier, le Distributeur propose de hausser uniquement le prix de la seconde tranche d'énergie compte tenu du niveau relativement faible de la hausse tarifaire demandée pour cette année¹⁷⁴.

[548] Le Distributeur propose également un gel de la redevance d'abonnement, un gel de la prime de puissance en hiver et une hausse de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été¹⁷⁵.

[549] Cette stratégie, considérant une hausse tarifaire demandée de 0,5 %, fait en sorte qu'un client-type habitant une maison unifamiliale moyenne verrait sa facture annuelle

¹⁷² Le tarif DM est réservé à l'abonnement qui y est assujéti le 31 mars 2008.

¹⁷³ Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004; décision D-2006-34, dossier R-3579-2005; décision D-2007-12, dossier R-3610-2006; décision D-2008-024, dossier R-3644-2007; décision D-2009-016, dossier R-3677-2008.

¹⁷⁴ Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 18 et 19.

¹⁷⁵ La réforme de la facturation de la puissance applicable aux tarifs domestiques a été mise en place l'année dernière.

augmenter d'environ 9,50 \$. En ce qui a trait aux MFR, la majorité d'entre eux connaîtront une augmentation inférieure à la hausse moyenne proposée¹⁷⁶.

[550] La Régie approuve la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur pour les tarifs D et DM. Dans le contexte de la présente hausse tarifaire, cette stratégie permet d'accroître le signal de prix envoyé aux clients et de maintenir l'incitatif à ce que ces derniers adoptent de meilleures habitudes de consommation. La Régie considère également raisonnables les impacts tarifaires sur la clientèle.

Tarif DH

[551] Le tarif DH est un tarif expérimental différencié dans le temps qui a été implanté en 1993 auprès d'un échantillon de clients de la région de Saint-Jérôme admissibles au tarif D. Il s'appliquait en 2009 à 147 clients générant 0,21 M\$ pour des ventes de 3 GWh.

TABLEAU 19
STRUCTURE DU TARIF DH AU 1^{ER} AVRIL 2009

	<i>Tarif DH</i>
Redevance quotidienne (¢/jour)	40,64
Prix de l'énergie hors pointe	4,46
Prix de l'énergie en pointe	14,78

Source : Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 14

[552] Le Distributeur évoque à nouveau la possibilité d'abroger le tarif DH, étant donné qu'il ne reflète pas la structure actuelle des coûts évités. Il indique qu'il évalue l'avenir du tarif en tenant compte des résultats du projet tarifaire Heure Juste, qui prend fin le 31 mars 2010¹⁷⁷.

¹⁷⁶ Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 27 à 29.

¹⁷⁷ Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 14.

[553] Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le Distributeur propose que la totalité de la hausse tarifaire soit portée sur le prix de l'énergie en période hors pointe, compte tenu du niveau relativement faible de l'augmentation demandée pour cette année. À cela s'ajoute un gel de la redevance d'abonnement.

[554] La Régie approuve la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur pour le tarif DH.

Tarif DT

[555] Le tarif DT, qui regroupait plus de 125 000 abonnés au 31 décembre 2008, s'applique à tout client admissible aux tarifs D ou DM utilisant, principalement à des fins d'habitation, un système bi-énergie. Le tarif DT permet, entre autres, au Distributeur de diminuer ses besoins en puissance à la pointe.

TABLEAU 20
STRUCTURE DU TARIF DT AU 1^{ER} AVRIL 2009

	<i>Tarif DT</i>
Redevance quotidienne (¢/jour)	40,64
Prix de l'énergie hors pointe (¢/kWh)	4,33
Prix de l'énergie en pointe (¢/kWh)	18,14
Prime de puissance en hiver (\$/kW)	6,21
Prime de puissance en été (\$/kW)	0,63

Source : Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 13

[556] Pour l'année 2010, le Distributeur propose de faire porter la totalité de la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe, et ce, afin de renforcer davantage l'intérêt des clients qui adhèrent au tarif DT à fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe. Cet effacement représente 840 MW de charge de chauffage, ce qui fait du tarif DT un important outil de gestion de la demande¹⁷⁸.

¹⁷⁸ Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 14.

[557] La hausse tarifaire de 0,2 %, proposée lors du dépôt de la demande, se traduit par un prix en pointe de 18,25 ¢/kWh, soit l'équivalent de 1,48 \$/litre de mazout, et permet une économie d'environ 205 \$ pour le consommateur, à un prix du mazout de 70 ¢/litre¹⁷⁹.

[558] Le Distributeur propose également une hausse de 100 % de la prime de puissance en été au-dessus de 50 kW.

[559] La Régie approuve la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur pour le tarif DT. Cette stratégie envoie notamment aux clients un bon signal de prix.

15.2 TARIFS GÉNÉRAUX

[560] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (L) représentent les principaux tarifs généraux.

[561] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement dont la PFM est inférieure à 100 kW.

[562] Le tarif M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance dont la PFM est d'au moins 100 kW, mais inférieure à 5 000 kW.

[563] Le tarif L, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la PFM est de 5 000 kW ou plus.

¹⁷⁹ Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 13 à 18 et 36.

TABLEAU 21
STRUCTURE DES TARIFS GÉNÉRAUX AU 1^{ER} AVRIL 2009

	1 ^{er} avril 2009
Tarif G	
Redevance mensuelle (\$)	12,33
15 090 premiers kWh/mois (¢/kWh)	8,82
Reste de l'énergie (¢/kWh)	4,64
Prime de puissance (\$/kW)	15,54
Tarif M⁽¹⁾	
210 000 premiers kWh/mois (¢/kWh)	4,51
Reste de l'énergie (¢/kWh)	3,12
Prime de puissance (\$/kW)	13,44
Tarif L⁽¹⁾	
Prix de l'énergie (¢/kWh)	2,97
Prime de puissance (\$/kW)	12,18

Source : Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 21, 22 et 23

Note : ⁽¹⁾ Primes de dépassement non indiquées.

[564] La réforme des tarifs généraux, dont les différentes étapes ont été présentées au dossier tarifaire R-3677-2008¹⁸⁰, vise, entre autres, à éliminer progressivement la dégressivité des tarifs G et M d'ici avril 2013. Les premiers impacts de la réforme se sont faits sentir en 2009, notamment ceux relatifs à l'harmonisation des mécanismes de facturation de la puissance. Le Distributeur indique qu'il présentera un suivi de la réforme et de ses impacts lors du prochain dossier tarifaire.

[565] Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le Distributeur demande, comme l'année dernière, de faire porter la hausse tarifaire uniquement sur la composante énergie propre à chacun des tarifs généraux.

[566] Ainsi, en conformité avec la réforme des tarifs généraux, le Distributeur envisage appliquer la hausse uniquement sur les prix des deuxième tranches d'énergie des tarifs G

¹⁸⁰ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, pages 92 à 94.

et M. Pour le tarif L, qui ne compte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie, l'application de la hausse est directe et ne touche aucunement à la composante puissance.

[567] **La Régie juge que les propositions du Distributeur respectent les orientations de la réforme des tarifs généraux présentées au dossier tarifaire R-3677-2008.** Elles permettent d'atténuer la dégressivité des tarifs et d'accroître progressivement le signal de prix envoyé aux clients.

[568] **La Régie approuve l'ensemble des propositions de nature tarifaire du Distributeur relatives aux tarifs généraux.**

15.3 SUIVI DU PROJET TARIFAIRE HEURE JUSTE

[569] Le projet tarifaire Heure Juste a pour but d'analyser la propension de 2 200 participants à réagir à une structure de prix de l'électricité variant dans le temps et d'évaluer leur capacité à déplacer leur consommation d'énergie en période de pointe vers la période hors pointe. Deux tarifs sont utilisés, soit les tarifs Réso+ et Réso¹⁸¹.

TABLEAU 22
STRUCTURE DU TARIF RÉSO+ AU 1^{ER} AVRIL 2009¹⁸²

	<i>Hiver</i>		<i>Été</i>	
	<i>Pointe</i>	<i>Hors pointe</i>	<i>Pointe</i>	<i>Hors pointe</i>
Redevance quotidienne (¢/jour)	40,64	40,64	40,64	40,64
Les 15 premiers kWh/jour (¢/kWh)	6,15	3,60	6,15	4,65
Le reste de l'énergie (¢/kWh)	8,19	5,63	8,19	6,69
Heures critiques (¢/kWh)	18,19			

Source : Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 6

¹⁸¹ Tarifs aussi connus sous les noms de DA et DB.

¹⁸² Le tarif Réso+ inclut également une prime en puissance de 10 \$/kW pour les 100 heures critiques.

TABLEAU 23
STRUCTURE DU TARIF RÉSO AU 1^{ER} AVRIL 2009¹⁸³

	<i>Hiver</i>		<i>Été</i>	
	<i>Pointe</i>	<i>Hors pointe</i>	<i>Pointe</i>	<i>Hors pointe</i>
Redevance quotidienne (¢/jour)	40,64	40,64	40,64	40,64
Les 15 premiers kWh/jour (¢/kWh)	6,57	4,34	6,15	4,65
Le reste de l'énergie (¢/kWh)	8,63	6,40	8,19	6,69

Source : Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 6

[570] Le projet a débuté le 1^{er} décembre 2008 et se terminera le 31 mars 2010, après deux hivers complets. À cette date, les deux tarifs seront abrogés et les participants seront facturés à nouveau au tarif D.

[571] Après avoir été présenté pour une première fois au dossier tarifaire R-3644-2007, le projet a subi certains ajustements et son implantation a fait l'objet d'un suivi dans le cadre du dossier tarifaire R-3677-2008¹⁸⁴.

[572] Dans la décision D-2009-016, la Régie demandait au Distributeur de déposer, dans le cadre du présent dossier tarifaire, une mise à jour du suivi du projet comportant notamment les résultats préliminaires.

[573] La Régie prend acte de la mise à jour du suivi du projet tarifaire Heure Juste et demande au Distributeur de présenter une analyse exhaustive des données et résultats du projet lors du prochain dossier tarifaire.

¹⁸³ Le tarif Réso inclut également une prime de puissance en hiver de 10 \$/kW.

¹⁸⁴ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, pages 102 à 105; décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, pages 87 et 88.

16. MODIFICATIONS TARIFAIRES

[574] Le Distributeur propose les modifications tarifaires suivantes :

- l'introduction d'une nouvelle règle de facturation pour l'électricité additionnelle (tarif L);
- une diminution exceptionnelle de la puissance souscrite au tarif L (décret 754-2009);
- une modification aux tarifs applicables au nord du 53^e parallèle afin de permettre l'utilisation de l'électricité pour la fabrication et le maintien de la glace dans les arénas;
- une modification des règles concernant la facturation de la puissance au tarif GD;
- des modifications mineures au texte des Tarifs.

16.1 MODALITÉS DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE

[575] L'option d'électricité additionnelle consiste à offrir, au client du tarif L qui le souhaite, l'opportunité de consommer, en dehors des heures de pointe du Distributeur, une petite quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement, à un prix combinant puissance et énergie et représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur. La formule de calcul présentement utilisée pour la détermination du prix de l'électricité additionnelle reflète une situation où le Distributeur est en équilibre énergétique.

[576] Le Distributeur propose de modifier la formule de calcul afin que le prix de l'électricité vendue sous cette option soit établi sur la base du prix d'achat ou du prix de vente sur les marchés de court terme, pour mieux refléter le coût d'opportunité du Distributeur. Ainsi, le prix de l'électricité additionnelle, publié chaque mois, serait fixé selon que le Distributeur prévoit réaliser des achats ou des ventes d'électricité durant le mois visé.

[577] Afin de s'assurer que les ventes d'électricité additionnelle ne se substituent pas aux ventes du tarif L, le Distributeur propose un prix plancher correspondant à l'application

du tarif L à une charge alimentée à 120 kV ayant un facteur d'utilisation de 100 %. Ce prix plancher s'établit à 4,30 ¢/kWh sur la base des tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2009.

[578] La Régie accepte la proposition du Distributeur en ce qui a trait à la formule et au prix plancher.

16.2 DIMINUTION EXCEPTIONNELLE DE LA PUISSANCE SOUSCRITE AU TARIF L (DÉCRET 754-2009)

[579] En raison des difficultés financières associées au contexte économique, le gouvernement a émis le décret 754-2009, publié le 8 juillet 2009 dans la Gazette officielle du Québec. Ce décret permet aux clients admissibles de conclure avec le Distributeur une entente visant une réduction exceptionnelle de la puissance souscrite, et ce, malgré le fait que le délai minimum de 12 périodes de consommation à compter de la dernière augmentation ou diminution ne soit pas expiré.

[580] Toute baisse de revenus découlant de cette mesure exceptionnelle est entièrement assumée par le Distributeur.

[581] La Régie prend acte du décret 754-2009.

16.3 FABRICATION ET CONSERVATION DE LA GLACE AU NORD DU 53° PARALLÈLE

[582] Le Distributeur demande que la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas soient admissibles aux modalités d'application des tarifs généraux dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, dans la mesure où il dispose de la puissance nécessaire pour répondre à cette application de l'électricité. Il considère que la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas constituent une application

thermique de l'électricité. Il demande que cette application soit exemptée du tarif dissuasif et qu'une clause permette d'interrompre cet usage pour des fins de gestion de la pointe.

[583] Le Distributeur évalue la hausse de la consommation annuelle à 157 MWh avec un scénario fort de l'impact en puissance et en énergie des installations de fabrication et de conservation de la glace. En se basant sur l'hypothèse que le procédé utilisé pour fabriquer et conserver la glace dans les arénas de chacun des réseaux autonomes est le procédé le plus efficace et le plus économique, le Distributeur prévoit une charge de 69 kW à la pointe et une consommation de 157 MWh par année par aréna. Il évalue également que ce nouvel usage exigera le devancement de certains investissements pour augmentation de capacité d'ici 2024 (+17 M\$ actualisé 2010). Ces évaluations conduisent à une augmentation des coûts annuels nets de 1,3 M\$/an.

[584] Le Distributeur explique que les compresseurs du procédé ÉCOGLACE ne fonctionnent pas quand la température extérieure permet de ventiler le local en y maintenant une température de -8 °C. Ils ne seraient utilisés que pour allonger la période d'utilisation de quelques mois¹⁸⁵.

[585] Le Distributeur explique, en audience, que les arénas réguliers existants qui fonctionnent avec des compresseurs au diesel pourront bénéficier de l'exemption tarifaire, car il ne souhaite pas faire d'exception basée sur le procédé ÉCOGLACE¹⁸⁶.

[586] Dans sa preuve, S.É./AQLPA souligne qu'il s'agit de projets socialement très bénéfiques et structurants pour les communautés concernées, mais estime qu'il est nécessaire pour le Distributeur de démontrer à la Régie que le procédé peut raisonnablement être considéré comme le moins énergivore.

[587] Le RNCREQ suggère d'accepter la proposition du Distributeur jusqu'à un certain seuil maximum de consommation, à déterminer en fonction du procédé le plus efficace, et d'appliquer le tarif dissuasif au-delà de ce seuil.

¹⁸⁵ Pièce A-24-4, pages 174 à 176.

¹⁸⁶ Pièce A-24-4, pages 204 et 208.

[588] L'ACEF de Québec¹⁸⁷ explique que le choix d'installer le procédé ÉCOGLACE résulte d'une volonté gouvernementale d'implanter une mesure sociale et que c'est au gouvernement québécois de la financer et non à la clientèle régulière du réseau intégré.

[589] La Régie comprend que le Distributeur a pris en compte l'impact de ce nouvel usage de l'électricité en fonction de la marge de puissance disponible selon le plan d'équipement prévu dans chacun des réseaux avant l'ajout des arénas.

[590] La Régie note que les arénas sont des projets socialement bénéfiques et structurants pour les communautés concernées.

[591] La Régie approuve la proposition d'exemption du Distributeur et permet l'utilisation de l'électricité pour la fabrication et la conservation de la glace au tarif régulier. Elle approuve également la modification proposée au troisième paragraphe de l'article 7.4 du texte des *Tarifs et conditions du Distributeur*.

16.4 MODALITÉS TARIFAIRES DU TARIF GD

[592] Le tarif GD s'applique uniquement aux producteurs autonomes et est offert à titre d'énergie de secours lorsque la source habituelle d'énergie fait défaut ou fait l'objet d'un entretien.

[593] L'installation d'un nouveau compteur enregistrant la puissance apparente fait augmenter la puissance à facturer de ces clients. Le Distributeur propose de ne pas tenir compte des appels de puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer aux clients assujettis au tarif GD, puisque ces appels de puissance sont souvent disproportionnés par rapport au besoin en puissance réelle du client lorsqu'il est en mode de consommation.

[594] La Régie autorise la modification des articles 3.20 et 3.21 du texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* afin de ne pas pénaliser les clients assujettis au tarif GD.

¹⁸⁷ Pièce C-8-16, paragraphes 25 à 29.

16.5 MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES *TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR*

[595] Le Distributeur propose d'autres modifications mineures au texte des Tarifs. Ces dernières, ainsi que leur justification, sont détaillées à la pièce B-1, HQD-12, document 7. La version anglaise des modifications se trouve à la pièce B-1, HQD-12, document 8.

[596] Le Distributeur n'a pas modifié les montants des tarifs conformément à la grille produite à la pièce B-1, HQD-12, document 4. Ils le seront à la suite de la décision de la Régie et conformément à la mise à jour de la grille des tarifs qui sera alors produite. Enfin, des ajouts sont apportés à certains articles afin d'en préciser les modalités.

[597] La Régie accepte les modifications proposées au texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* décrites à la section 11 de la pièce B-1, HQD-12, document 2.

17. STRATÉGIE TARIFAIRE

[598] Lors du dépôt de sa requête, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une hausse tarifaire globale de 0,2 % applicable au 1^{er} avril 2010. Il demande également à la Régie d'appliquer cette hausse de manière uniforme par catégories de consommateurs¹⁸⁸.

[599] Conformément aux décisions D-2008-024¹⁸⁹ et D-2009-016¹⁹⁰, le Distributeur dépose le scénario de hausses tarifaires différenciées par catégories de consommateurs qui résultent des variations réelles du coût de service pour chacune de ces catégories. Cependant, le Distributeur ne présente pas les scénarios d'écart maximal de 20 %, 30 % et 40 %, puisqu'il estime que ceux-ci ne se distinguent pas suffisamment compte tenu de la faiblesse relative de la hausse tarifaire générale.

¹⁸⁸ Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 6, 7 et 8.

¹⁸⁹ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, page 120.

¹⁹⁰ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 100.

TABLEAU 24
SCÉNARIO DE HAUSSES DIFFÉRENCIÉES PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS
POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2010-2011

<i>Catégories de consommateurs</i>	<i>Hausse tarifaire 2010 (%)</i>	<i>Interfinancement 2010</i>	
		<i>Avant hausse (%)</i>	<i>Après hausse (%)</i>
Domestique	(0,5)	82,8	82,2
Petite puissance	1,7	122,0	123,9
Moyenne puissance	0,7	130,2	130,9
Grande puissance	0,2	115,6	115,5
Total	0,2	100,0	100,0

Source : Pièce B-5, HQD-13, document 1, page 160

[600] La Régie note que l'application de hausses différenciées conduirait cette année à une augmentation relativement importante de l'interfinancement pour la petite puissance. Elle note également les écarts entre les valeurs des indices d'interfinancement de 2009 et de 2010 dans le cas de hausses uniformes.

TABLEAU 25
COMPARAISON ENTRE LES INDICES D'INTERFINANCEMENT 2009 ET 2010

<i>Catégories de consommateurs</i>	<i>Indices d'interfinancement (%) après hausses uniformes</i>	
	<i>2009 (R-3677-2008)</i>	<i>2010 (R-3708-2009)</i>
Domestique	82,0	82,8
Petite puissance	124,1	122,0
Moyenne puissance	130,9	130,2
Grande puissance	114,8	115,6
Total	100,0	100,0

Sources : Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 58; pièce B-1, HQD-12, document 2, page 8

[601] L'ACEF de Québec, OC et l'UC sont favorables à des hausses tarifaires uniformes, tandis que l'AQCIE/CIFQ, la FCEI et S.É./AQLPA préconisent l'application de hausses différenciées.

[602] La Régie vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de l'équité entre les catégories de consommateurs et de la vérité des coûts¹⁹¹. Par conséquent, l'application de hausses différenciées peut être justifiée pour refléter l'évolution annuelle des coûts attribuables à chacune des catégories de consommateurs.

[603] Compte tenu du contexte propre à chaque dossier tarifaire présenté par le Distributeur, la Régie est appelée à arbitrer entre les principes du signal de prix et de la stabilité tarifaire. Elle doit ainsi tenir compte des impacts tarifaires par catégories de consommateurs et considérer les conséquences propres à chacun des scénarios de hausses tarifaires. L'impact du compte de nivellement de la température, provenant de l'introduction d'un amortissement du solde du compte sur cinq ans, de même que la situation économique actuelle ne favorisent pas l'application de hausses tarifaires différenciées.

[604] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'appliquer une hausse uniforme des tarifs pour l'année tarifaire 2010-2011. De plus, elle lui demande de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, le scénario de hausses différenciées reflétant les variations du coût de service.

18. HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE

[605] Lors du dépôt de sa requête au mois d'août 2009, le Distributeur demandait à la Régie d'accepter une hausse tarifaire de 0,2 %. À la suite des mises à jour du taux de rendement sur l'avoir propre et du taux moyen du coût en capital prospectif, basées sur la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2010, le Distributeur demande à la Régie de lui accorder une hausse tarifaire de 0,5 %.

¹⁹¹ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, page 119.

[606] À la suite de ces changements, le revenu requis proposé par le Distributeur passe de 10 320,0 M\$ à 10 345,0 M\$. **Après examen, la Régie établit le revenu requis à 10 334,3 M\$, correspondant ainsi à une hausse tarifaire globale de 0,4 %.**

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

TABLEAU 26
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE 2010

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Revenu requis	10 345,0	(10,7)	10 334,3
Contrats spéciaux	(684,0)		(684,0)
Revenu requis excluant les contrats spéciaux	9 661,0	(10,7)	9 650,3
Autres revenus	(203,7)		(203,7)
Provision réglementaire de l'année précédente	36,4		36,4
	9 493,7	(10,7)	9 483,0
Revenus prévus selon les tarifs antérieurs excluant les contrats spéciaux	9 449,8		9 449,8
Revenu additionnel requis	43,9	(10,7)	33,2
Hausse tarifaire demandée	0,5 %		
Hausse tarifaire requise estimée			0,4 %
Provision réglementaire estimée <i>(à récupérer dans l'année suivante)</i>			12

Sources : Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 11; pièce B-33, HQD-2, document 3.1, page 3

[608] La hausse accordée représente une augmentation de 0,43 \$ par mois pour le client résidentiel moyen.

[609] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 18 mars 2010, à 12 h, les documents suivants :**

- **le calcul de la provision réglementaire 2010;**

- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues à la présente décision, selon le format de la pièce B-1, HQD-12, document 4;**
- **l'étude de la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-1, HQD-10, document 4;**
- **les ratios d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés à la pièce B-1, HQD-12, document 2, page 8;**
- **un nouveau texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* et *Conditions de service d'électricité* conforme aux exigences contenues aux diverses sections de la présente décision, ainsi qu'une version anglaise de ce document, tels que présentés aux pièces B-1, HQD-12, document 7 et B-1, HQD-12, document 8.**

[610] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE la méthode d'établissement des coûts évités des réseaux autonomes présentée à la pièce B-1, HQD-2, document 5;

APPROUVE partiellement les modifications et les ajouts apportés aux principes réglementaires soumis à la pièce B-1, HQD-3 tel qu'indiqué dans la présente décision;

AUTORISE les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application, et ce jusqu'à concurrence d'un montant de 702,1 M\$;

APPROUVE le budget 2010 du PGEÉ jusqu'à concurrence de 249,0 M\$;

AUTORISE un taux de rendement de 7,542 % sur la base de tarification 2010 du Distributeur, incluant un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,849 % et retient un coût de la dette de 7,376 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,913 %;

FIXE au 1^{er} janvier 2010 l'entrée en vigueur des articles 4.16 à 4.18 du Code de conduite du Distributeur;

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 2010, le revenu requis pour l'année témoin 2010 et la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2010, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **18 mars 2010, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur et **MODIFIE** les *Conditions de service d'électricité* tel qu'indiqué dans la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs et conditions du Distributeur* conformément au texte proposé à la pièce B-1, HQD-12, documents 7 et 8;

DEMANDE au Distributeur de déposer, au plus tard le **18 mars 2010, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision dans le même format que celui de la pièce B-1, HQD-12, document 4;

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* et le texte des *Conditions de service d'électricité* et de lui déposer ces documents dans leurs versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard 30 jours après l'approbation de la nouvelle grille tarifaire;

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

Michel Hardy
Régisseur

Louise Pelletier
Régisseur

Lise Duquette
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEF de l'Outaouais) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Myriam Pellerin;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Pierre Legault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

ANNEXE

Annexe (4 pages)	
M. H.	_____
L. P.	_____
L. D.	_____

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. Préciser, le cas échéant, les quantités intégrées à la prévision des ventes par catégorie tarifaire à titre de provision générique, accompagnées des justifications correspondantes (section 2.1).
2. Fournir la prévision des ventes au tarif L ventilée par secteur d'activités (section 2.1).
3. Présenter les résultats de la réflexion du Distributeur sur les réseaux autonomes touchant les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de pointe qui peuvent être rentables dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement (section 2.3).
4. Préciser la quantité de pertes par réseau, selon le tableau R-17.1-A, pièce B-5, HQD-13, document 9, page 29, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. (section 2.3).
5. Présenter au rapport annuel les suivis du compte de frais reportés pour les coûts de combustible et des achats de combustible en fournissant le détail des écarts de coûts liés au prix du mazout et au volume consommé, selon les principales composantes. (section 3.2).
6. Présenter au rapport annuel le suivi du compte de frais reportés relatif au tarif de maintien de la charge, non seulement les montants agrégés mais aussi les réductions par client de manière dépersonnalisée (section 3.4).

7. Tel que précisé au paragraphe 200, déposer les objectifs, les résultats et les indicateurs de performance reliés au risque de marché pour des ententes bilatérales de un mois et moins (section 4.5).
8. Justifier les éléments spécifiques des charges d'exploitation en précisant si le nouveau coût est récurrent ou temporaire et si ce coût est hors du contrôle du Distributeur ou découle d'exigences externes non en lien avec ses activités courantes de distribution d'électricité. Démontrer également qu'il ne remplace pas d'autres éléments similaires déjà inclus dans ses activités courantes (section 6.1.1).
9. Présenter distinctement les coûts spécifiques reclassés vers la rubrique « Activités du Distributeur » afin de s'assurer du suivi dans le cadre des prochains dossiers tarifaires. (section 6.1.1).
10. Quantifier, lors du prochain dossier tarifaire, le nombre d'ETC qui pourrait être réduit à la suite des départs à la retraite ainsi que leurs impacts sur la masse salariale (section 6.1.2).
11. Produire un document de réflexion proposant des pistes concrètes pour contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs imputés au Distributeur (section 6.1.2).
12. Déposer, lors du prochain dossier tarifaire, un tableau présentant les volumes et les coûts des combustibles regroupant les informations présentées aux pièces B-26, HQD-14, document 2.1, page 3 et B-5, HQD-13, document 8, page 5 (section 6.2).
13. Présenter, à partir du prochain rapport annuel, un détail des retraits d'actifs réalisés par catégories d'actifs et expliquer les variations relatives au montant autorisé. (section 6.2).
14. Présenter une mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficience portant notamment sur la formulation de cibles de coûts, sur l'analyse des sous-processus « transverses » et sur les actions structurantes en déploiement ou à être déployées. Présenter également les gains de performance nets et les échéanciers de réalisations associés à ces actions (section 7.1).

15. Présenter un calendrier multiannuel pour l'ensemble des exercices de balisage externe (section 7.2.2).
16. Présenter un calendrier multiannuel de réalisation des exercices de balisage pour l'ensemble des principaux domaines d'activités du CSP (section 7.4).
17. Déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une description détaillée de l'indicateur développé par le Distributeur permettant de relier les investissements à la qualité du service fourni, ainsi qu'un état d'avancement de ce projet (section 9).
18. Déposer les résultats du projet pilote de remplacement de réfrigérateurs chez la clientèle MFR, ainsi que le gain unitaire utilisé dans le cadre du programme. (section 10.4).
19. Présenter un plan d'action en faveur de la géothermie en augmentant son niveau d'aide financière ainsi que ses cibles d'économies d'énergie. De plus, rendre compte de l'avancement de ses actions visant à rendre admissible à l'aide financière du programme de géothermie résidentielle, les clients actuellement assujettis au tarif DT (section 10.4).
20. Déposer le rapport de la BCUC concernant l'introduction du *stepped rate* en Colombie-Britannique, ainsi que les commentaires du Distributeur sur ce rapport (section 10.4).
21. Déposer une étude portant sur la durée de vie de la composante comportementale du volet « Minuterics pour filtres de piscine » du programme « Mieux consommer – résidentiel » (section 10.5).
22. Modifier la méthode d'analyse de la robustesse du PGEÉ en déterminant un intervalle de confiance pour chacun des trois critères d'analyse et en les faisant varier simultanément suivant des scénarios fort, moyen et faible (section 10.5).
23. Présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un programme commercial visant à réduire l'effritement de sa clientèle existante à la bi-énergie (section 10.6).

24. Effectuer le suivi de la facturation de la consommation d'électricité des entités affiliées dans la section revenus autres que les ventes d'électricité (section 12.2).

25. Présenter une analyse exhaustive des données et résultats du projet Heure Juste (section 15.3).