

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2012-024

R-3776-2011

8 mars 2012

PRÉSENTES :

Lise Duquette

Louise Rozon

Lucie Gervais

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2012-2013*

SOMMAIRE

La décision D-2012-024 porte sur la demande d'Hydro-Québec Distribution de modifier ses tarifs et certaines conditions auxquelles l'électricité sera distribuée à compter du 1^{er} avril 2012.

Lors du dépôt de sa demande au mois d'août 2011, le Distributeur demandait à la Régie d'accepter une hausse tarifaire uniforme de 1,7 %, afin de récupérer des revenus requis totaux de 10 965,2 M\$. Cette hausse était principalement attribuable aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes internationales d'information financière (IFRS). Le reste de la hausse reflète la croissance des coûts d'approvisionnement en électricité postpatrimoniale, des coûts liés aux projets structurants du Distributeur, notamment le projet Lecture à distance (LAD) ainsi que des charges d'amortissement.

Toutefois, pour les principaux motifs mentionnés ci-après, la Régie autorise Hydro-Québec Distribution à récupérer des revenus requis estimés à 10 765,4 M\$ pour l'année tarifaire 2012-2013. Également, la Régie augmente de 10,0 M\$ les *Revenus autres que ventes d'électricité*, ce qui a un effet à la baisse sur ses revenus additionnels requis.

En conséquence, la Régie ordonne une baisse uniforme des tarifs estimée à 0,5 % à compter du 1^{er} avril 2012.

Taux de rendement

Dans sa demande initiale, le Distributeur demande à la Régie de déterminer un taux de rendement de la base de tarification de 7,243 % qui tient compte, entre autres, d'un taux de rendement des capitaux propres de 7,637 % fixé selon la méthode approuvée par la Régie.

Selon cette méthode, le Distributeur a mis à jour le taux de rendement sur l'avoir propre basée sur la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2012. La Régie autorise un taux de rendement de 6,799 % sur la base de tarification 2012 du Distributeur, incluant un taux de rendement sur l'avoir propre de 6,369 %. Cet ajustement résulte en une diminution des revenus requis du Distributeur de 47,3 M\$.

Normes internationales d'information financière (IFRS)

La majeure partie de la hausse demandée (109 M\$ ou 1,1 %) était attribuable aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes IFRS. Bien qu'ayant fait l'objet d'un dossier distinct à la Régie (R-3768-2011), le Distributeur avait intégré, au présent dossier tarifaire, les impacts liés aux modifications demandées relativement à ces normes IFRS.

Or, à la suite de la décision D-2012-021 rendue dans le dossier R-3768-2011, des ajustements doivent être apportés au dossier tarifaire 2012-2013. Ces ajustements résultent en une diminution des revenus requis du Distributeur de 28,4 M\$.

Projet Lecture à distance (LAD)

Une partie de la hausse demandée (40,9 M\$ ou 0,4 %) était attribuable aux coûts afférents au projet LAD. Bien qu'ayant fait l'objet d'un dossier distinct à la Régie (R-3770-2011), le Distributeur avait intégré au présent dossier tarifaire les coûts afférents à ce projet.

Or, puisque la décision relative au projet LAD n'est pas rendue en date de la présente décision, la Régie demande au Distributeur de diminuer ses revenus requis pour l'année tarifaire 2012-2013 du montant de 40,9 M\$.

Coût du service de transport

Aux fins de l'établissement des tarifs, le Distributeur inclut son estimation de 2 702,4 M\$ de coût de transport au coût de service de l'année témoin 2012. Cette estimation est basée sur la demande tarifaire d'Hydro-Québec TransÉnergie déposée auprès de la Régie (dossier R-3777-2011).

À la suite de la décision interlocutoire rendue par la Régie relativement à la demande tarifaire d'Hydro-Québec TransÉnergie, le Distributeur doit ajuster son coût de transport pour l'alimentation de la charge locale. Cela résulte en une baisse de ses revenus requis de 51,6 M\$, ayant pour incidence un ajustement aux contrats spéciaux de 5,2 M\$.

Charges d'exploitation

La Régie approuve un montant de 1 337,9 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2012. Ceci correspond à la réduction résultant de la décision D-2012-021 relative

au passage aux IFRS, au projet LAD et à une réduction totale de 23,7 M\$ de modifications à certains éléments des charges d'exploitation.

Approvisionnements

En matière d'approvisionnements, la Régie rejette les transactions financières du Distributeur avec le Producteur pour une réduction de 17,3 M\$. Par ailleurs, elle augmente les charges de 4,2 M\$ liées à sa décision dans le dossier de l'Entente globale de modulation.

Investissements

La Régie autorise des investissements de moins de 10 M\$ jusqu'à concurrence de 705,4 M\$.

Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)

Le Distributeur anticipe un bilan de 5 536 GWh d'économies d'énergie pour le PGEÉ 2003-2011. Les économies d'énergie prévues pour 2012 sont, quant à elles, de 696 GWh, auxquels s'ajoutent 2 MW d'impact en puissance. Le budget demandé s'élève à 233 M\$.

La Régie approuve un budget maximal de 219 M\$ pour les programmes et activités du PGEÉ 2012.

Pour le marché résidentiel, la Régie approuve le lancement à grande échelle du service « Comparez-vous », ainsi que le budget du programme « Géothermie ». Toutefois, compte tenu de sa non rentabilité et du retard important observé, la Régie refuse le budget de 6 M\$ demandé pour le programme « Récupération de la chaleur des eaux grises ».

Enfin, les paramètres des programmes du marché affaires sont, pour la plupart, maintenus tels qu'autorisés en 2011. La Régie considère que les modifications proposées par le Distributeur aux programmes destinés au marché affaires sont raisonnables et justifiées.

Intervenants :

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

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX	9
LEXIQUE	11
INTRODUCTION	13
1. CONTEXTE ET ORIENTATIONS DE LA DEMANDE TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR 2012-2013	13
2. PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE	15
3. PRÉVISION DES VENTES	18
4. PARAMÈTRES FINANCIERS	21
4.1 Structure de capital présumée et taux de rendement sur l'avoir propre	22
4.2 Coût de la dette	23
4.3 Taux de rendement sur la base de tarification	26
4.4 Coût du capital prospectif	26
5. COÛTS ÉVITÉS	27
5.1 Coûts évités sur le réseau intégré	27
5.2 Coûts évités et évaluation des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande en réseaux autonomes	31
6. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES	34
6.1 Normes internationales d'information financière (IFRS)	34
6.2 Modalités de disposition du compte d'écarts du coût de retraite	39
6.3 Traitement réglementaire des coûts des projets supérieurs à 10 M\$ et non autorisés	40
6.4 Résultats de l'exercice de révision des durées de vie utile	44
7. APPROVISIONNEMENTS	46
7.1 Approvisionnement en électricité	46
7.2 Autres suivis demandés par la Régie	54
7.3 Achats d'électricité	56
8. SERVICE DE TRANSPORT	57
9. EFFICIENCE ET PERFORMANCE	61
9.1 Balisage interne du Distributeur	61
9.2 Balisage externe du Distributeur	63
9.3 Plan intégré d'amélioration de l'efficacité	66
9.4 Efficacité des fournisseurs internes du Distributeur	67
9.5 Efficacité du Centre des services partagés	67

9.6	Efficiencce du groupe Technologie	68
9.7	Conclusion sur l'efficiencce et la performance.....	70
10.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE	71
10.1	Charges d'exploitacion	72
10.2	Autres charges	95
10.3	Coût du capital.....	100
11.	BASE DE TARIFICATION	100
12.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2012.....	106
13.	PGEÉ – BUDGET 2012.....	111
13.1	Suivi des résultats 2010 et 2011 et évalucion des programmes par voie administrative.....	111
13.2	Objectifs d'économie d'énergie 2003-2015	114
13.3	Demande budgétaire 2012.....	116
13.4	Modificacions proposées aux programmes et activités.....	118
13.5	Rentabilité des programmes et impact tarifaire.....	129
13.6	Promotion de la bi-énergie et du tarif DT	131
14.	REVENUS REQUIS.....	133
15.	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ.....	135
16.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	138
17.	CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ	139
17.1	Modificacions aux <i>Conditions de service d'électricité</i>	139
17.2	Base d'établissement des prix, coûts et frais liés à l'alimentacion électrique	144
18.	TARIFS DE DISTRIBUTION.....	146
18.1	Abrogacion du Tarif de transition.....	147
18.2	Modalités relatives au rodage	149
18.3	Tarifs d'éclairage public et Sentinelle.....	152
18.4	Tarifs domestiques	154
18.5	Tarifs généraux.....	162
18.6	Réseau de Schefferville.....	165
18.7	Modificacions apportées au texte des <i>Tarifs et conditions du Distributeur</i>	170
19.	STRATÉGIE TARIFAIRE.....	170
19.1	Groupe de travail en prévision de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale.....	171
20.	BAISSE TARIFAIRE AUTORISÉE	173
	DISPOSITIF	174

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Données du <i>Consensus Forecasts</i>	24
Tableau 2 Taux de rendement sur la base de tarification	26
Tableau 3 Estimé des impacts de la décision D-2012-021 sur les tarifs de distribution 2012-2013	38
Tableau 4 Charges inhérentes au projet LAD.....	44
Tableau 5 Besoins en énergie	47
Tableau 6 Besoins en puissance.....	48
Tableau 7 Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.....	49
Tableau 8 Achats d'électricité	56
Tableau 9 Service de transport.....	58
Tableau 10 Dépenses en exploitation par abonnement (\$US).....	64
Tableau 11 Indicateurs de Réponse téléphonique.....	65
Tableau 12 Indicateurs de Facturation et de recouvrement	65
Tableau 13 Indicateurs d'efficacité du CSP.....	68
Tableau 14 Indicateurs d'efficacité du groupe Technologie	69
Tableau 15 Coûts de distribution et SALC.....	71
Tableau 16 Charges d'exploitation	72
Tableau 17 Évolution des coûts des services professionnels et autres services externes sur la période 2006-2012.....	75
Tableau 18 Évolution des frais corporatifs du Distributeur sur la période 2006-2012	78
Tableau 19 Activités du Distributeur et éléments spécifiques.....	80
Tableau 20 Éléments spécifiques.....	86
Tableau 21 Évolution des charges liées au PGEÉ sur la période 2006-2010.....	88
Tableau 22 Coût de retraite.....	89
Tableau 23 Évolution des charges liées à la stratégie pour la clientèle à faible revenu sur la période 2008-2012	92
Tableau 24 Autres charges.....	96
Tableau 25 Base de tarification	101

Tableau 26 Sommaire des investissements réglementés 2012 (M\$)	107
Tableau 27 Comparaison des investissements < 10 M\$	108
Tableau 28 Impacts énergétiques 2003-2015	115
Tableau 29 Budgets et dépenses annuels 2003-2015	116
Tableau 30 Revenus requis	134
Tableau 31 Estimé des revenus requis 2012	135
Tableau 32 Revenus autres que les ventes d'électricité.....	136
Tableau 33 Évolution des revenus autres sur la période 2006-2012	137
Tableau 34 Principales variations des taux de la grille de calcul du coût des travaux prévue à l'annexe VI des <i>Conditions de service d'électricité</i>	145
Tableau 35 Estimé de la baisse tarifaire autorisée 2012	173

LEXIQUE

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).

ATPC (Actif au titre des prestations constituées);
CATVAR (contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive);
CSP (Centre de services partagés);
EGM (Entente globale de modulation);
ETC (équivalent à temps complet);
IDÉE (initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation);
IFRS (*International Financial Reporting Standards*);
LAD (Lecture à distance);
LTÉ (Laboratoire des technologies de l'énergie);
MFR (ménages à faible revenu);
MRNF (ministère des Ressources naturelles et de la Faune);
OSC (optimisation des systèmes clientèles);
PCGR (principes comptables généralement reconnus);
PFM (puissance à facturer minimale);
PGEÉ (Plan global en efficacité énergétique);
PISTE (projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces);
PTÉ (potentiel technico-économique);
PTPC (passif au titre des prestations constituées);
PUEÉ (programme d'utilisation efficace de l'énergie);
SALC (Services à la clientèle);
SIC (système d'information clientèle);
TAÉ (tout-à-l'électricité);
TCE (TransCanada Energy Ltd);
TCTR (test du coût total en ressources);
TNT (test de neutralité tarifaire);
TP (test du participant);
UCAP (*Unforced Capacity*).

Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar(s) canadien(s)
GWh	gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
k	kilo (mille)
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
M	méga (million)
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} août 2011, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31(1), 32, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013, débutant le 1^{er} avril 2012.

[2] Le 10 août 2011, la Régie rend sa décision procédurale D-2011-119. Elle demande au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux intéressés les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de cette demande.

[3] Le 19 septembre 2011, la Régie rend sa décision D-2011-144 par laquelle elle reconnaît 12 intervenants, précise les enjeux et encadre les interventions au présent dossier.

[4] Le 14 novembre 2011, OC fait part à la Régie de sa décision de mettre fin à son intervention et dépose ses conclusions.

[5] L'audience se tient du 9 au 21 décembre 2011. À cette dernière date, la Régie prend le dossier en délibéré.

[6] La présente décision porte sur la demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013.

1. CONTEXTE ET ORIENTATIONS DE LA DEMANDE TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR 2012-2013

[7] Lors du dépôt de la demande, le Distributeur demande une hausse uniforme des tarifs d'électricité de 1,7 %, afin de lui permettre de percevoir les revenus additionnels requis pour l'année 2012 qu'il évalue à 165 M\$.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

[8] Le 19 janvier 2012, le Distributeur dépose, au présent dossier, la mise à jour des taux de rendement des capitaux propres et de la base de tarification, de même que le coût du capital prospectif, à partir des données du *Consensus Forecasts* de janvier 2012². Cette révision a pour effet de réduire les revenus requis de 47,3 M\$. Ainsi, la hausse tarifaire pour l'année 2012-2013 passerait à 1,2 %.

[9] Le Distributeur prévoit une croissance modérée de l'économie québécoise en 2012, ce qui l'amène à établir sa prévision des ventes à un niveau similaire à celui reconnu pour l'année 2011.

[10] Pour 2012, le Distributeur prévoit des besoins d'investissement de 709 M\$ associés aux projets dont les coûts sont inférieurs à 10 M\$. Il demande également un budget de 233 M\$³ pour les programmes d'efficacité énergétique, dans le but d'obtenir un gain énergétique additionnel de 696 GWh en 2012.

[11] Une large part de la hausse demandée, soit 1,1 %, est attribuable aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes internationales d'information financière (IFRS). L'application de ces modifications aux entités réglementées d'Hydro-Québec a fait l'objet d'un dossier distinct à la Régie⁴ dans lequel une décision a été rendue le 2 mars 2012⁵. La présente décision tient compte des conclusions de cette dernière décision.

[12] La croissance des coûts d'approvisionnement en électricité postpatrimoniale explique aussi une partie de la hausse demandée. À ce sujet, il faut noter que le Distributeur a déposé, dans un dossier distinct, une demande à la Régie pour l'approbation d'une « Entente globale de modulation » (EGM)⁶ devant prendre effet le 1^{er} janvier 2012, pour une durée de trois ans. Le Distributeur intègre au présent dossier les gains prévus attribuables à l'EGM. Or, cette entente a été rejetée le 19 décembre 2011 par la Régie⁷. La présente décision en tient compte.

² Conformément au paragraphe 22 b) du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution*.

³ Ce montant se compose d'un montant de 181 M\$ relié aux investissements et d'un montant de 52 M\$ relié aux charges d'exploitation.

⁴ Dossier R-3768-2011.

⁵ Décision D-2012-021.

⁶ Dossier R-3775-2011.

⁷ Décision D-2011-193.

[13] Le Distributeur intègre également au présent dossier tarifaire les coûts afférents au projet « Lecture à distance » (LAD) dont la demande d'autorisation à la Régie, en vertu de l'article 73 de la Loi, a été déposée dans un dossier distinct le 11 juillet 2011⁸. En date de la présente décision, ce projet est toujours à l'étude par la Régie.

[14] Le Distributeur propose des modifications aux *Conditions de service d'électricité* (Conditions de service), afin que les modalités prévues pour la correction des erreurs de facturation s'appliquent pour le traitement correctif d'une situation de compteurs croisés.

[15] Au chapitre des *Tarifs et conditions du Distributeur* (les Tarifs), le Distributeur propose, notamment, certaines modifications au tarif DT, aux tarifs d'éclairage public et aux options tarifaires propres aux clients de grande puissance.

2. PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE

[16] Le Distributeur a réalisé en 2009 un taux de rendement sur l'avoir propre de 10,145 % comparativement à celui autorisé par la Régie de 6,985 %, soit un écart de 316 points de base. En 2010, il a réalisé un taux de rendement sur l'avoir propre de 12,793 % comparativement à celui autorisé par la Régie de 7,849 %, soit un écart de 494 points de base. Le Distributeur a donc réalisé d'importants excédents de rendement pour ces deux années, soit 105,7 M\$ en 2009 et 171,4 M\$ en 2010⁹.

[17] La Régie a demandé au Distributeur comment, à son avis, elle pouvait concilier l'établissement de tarifs justes et raisonnables avec la réalisation d'excédents de rendement de cette importance.

[18] À cet égard, l'AQCIE/CIFQ conclut qu'à terme, la meilleure solution globale au problème des écarts prévisionnels est la fermeture réglementaire de livres assortie d'un mécanisme de partage entre le Distributeur et ses clients. L'ACEFQ partage cette position.

⁸ Dossier R-3770-2011.

⁹ Rapport annuel 2009, pièces HQD-2, document 3, page 4 et HQD-6, document 2, page 3; rapport annuel 2010, pièces HQD-2, document 3, page 4 et HQD-8, document 2, page 3.

[19] Pour l'année 2012, à titre de mesure intérimaire, l'AQCIE/CIFQ suggère que la Régie procède à une réduction forfaitaire des revenus requis du Distributeur, dont le montant serait établi à la discrétion de la Régie. L'intervenant suggère comme point de départ une réduction forfaitaire de 49 M\$, soit l'équivalent de la moyenne des écarts favorables des cinq dernières années. Il précise que ce montant pourrait être moindre, si la Régie accepte de mettre en place certains comptes d'écarts.

[20] Plus précisément, l'AQCIE/CIFQ propose de mettre en place dès 2012, de façon permanente, les comptes d'écarts suivants :

- frais corporatifs;
- amortissements;
- taxes;
- coût en capital (coût de la dette);
- base de tarification;
- revenus autres.

[21] Pour sa part, l'UC est favorable à la possibilité de comptabiliser, dans un premier temps, dans un compte d'écarts provisoire, l'écart de rendement éventuel pour l'année 2012 et, dans un deuxième temps, d'en déterminer les modalités de disposition dans un dossier tarifaire ultérieur.

[22] À la lumière des demandes de renseignements reçues, le Distributeur constate la préoccupation de la Régie et de certains intervenants quant à son rendement réel par rapport au rendement autorisé pour les années 2009 et 2010.

[23] Dans ce contexte, le Distributeur est d'accord pour que la Régie se prononce éventuellement sur un mécanisme réglementaire de partage¹⁰. Il souligne qu'un tel dossier est complexe et qu'il implique potentiellement des changements importants au cadre actuel. Il indique qu'en conséquence, ce sujet ne pourra être adéquatement traité que dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014, sur la base d'une preuve sur le mécanisme de partage ainsi que sur des sujets étroitement liés, notamment la méthode d'établissement du taux de rendement raisonnable du Distributeur et les mécanismes de gestion des écarts.

¹⁰ Pièce B-0104, page 11.

[24] À cet égard, le Distributeur mentionne qu'il réfléchit depuis plusieurs années à l'évolution de son taux rendement en regard des autres entreprises de l'industrie et qu'il considère que le dossier tarifaire 2013-2014 constitue le bon moment pour débattre de cette question, tout en traitant simultanément la proposition d'un mécanisme éventuel de partage des écarts entre les rendements reconnus et réels.

[25] Par ailleurs, le Distributeur indique qu'il devra revoir les mécanismes de gestion des écarts actuellement en place, afin de déterminer lesquels demeurent pertinents et si d'autres sont requis. Il ajoute que le mécanisme de partage proposé devra préserver les incitatifs à une bonne gestion.

[26] À des fins de cohérence, le Distributeur entend donc déposer une preuve sur l'ensemble de ces sujets dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014¹¹.

[27] En référence à la proposition du ROEE d'instaurer au préalable un groupe de travail en 2012, le Distributeur indique que ce sera impossible en raison d'un manque de temps. Cependant, il serait disposé, une fois que sa proposition sera déposée, à tenir des séances d'information¹².

[28] Enfin, le Distributeur est d'avis que, pour 2012, seul le processus réglementaire actuel, qui repose sur la validation de ses prévisions, permet de fixer, en toute équité, ses tarifs applicables au 1^{er} avril 2012¹³.

[29] La Régie prend acte du fait que le Distributeur déposera une preuve, dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014, sur une proposition de mécanisme de partage, sur la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur et des mécanismes de gestion des écarts.

[30] Dans ce contexte, la Régie juge prématurée la proposition de l'AQCIE/CIFQ de créer une série de comptes d'écarts et ne retient pas la réduction forfaitaire des revenus requis du Distributeur de 49 M\$. Par ailleurs, elle retient les arguments du Distributeur quant aux imprécisions et aux incertitudes qui seraient associées à l'instauration d'un compte d'écarts provisoire relatif au rendement de 2012¹⁴.

¹¹ Pièce B-0104, pages 10 à 13.

¹² Pièce A-0057, page 31.

¹³ Pièce B-0104, page 13.

¹⁴ Pièce A-0054, page 21.

3. PRÉVISION DES VENTES

[31] Le Distributeur prévoit des ventes de 171,4 TWh pour l'année témoin projetée 2012, soit une hausse de 0,8 % par rapport aux ventes normalisées de 2011¹⁵. Les variations des ventes anticipées aux principales catégories tarifaires, ainsi que leur quantification, s'expliquent comme suit¹⁶ :

- Tarifs D et DM : Le Distributeur prévoit une croissance des ventes de 828 GWh provenant principalement de hausses des mises en chantier de 43 000 unités (+860 GWh) et des conversions nettes de systèmes de chauffage aux combustibles vers l'électricité (+150 GWh). Cette croissance est mitigée par le déploiement d'économies d'énergie additionnelles (-360 GWh).
- Tarifs G et M : Le Distributeur prévoit une croissance de 515 GWh générée, notamment, par une croissance attendue de l'activité économique du secteur commercial et institutionnel (+575 GWh), mais atténuée par le déploiement d'économies d'énergie additionnelles (-176 GWh)¹⁷.
- Tarif L : Le Distributeur prévoit une décroissance de 1 297 GWh provenant, entre autres, de l'échéance, en juillet 2011, du contrat conclu avec Rio Tinto Alcan, de rationalisations additionnelles anticipées dans le secteur des pâtes et papiers (-1 300 GWh) et de difficultés prévues dans le secteur de la pétrochimie (-400 GWh). Une hausse des activités du secteur minier (+402 GWh) est néanmoins attendue.
- Contrats spéciaux : Le Distributeur prévoit une croissance de 1 388 GWh provenant principalement de la consommation du client Rio Tinto Alcan depuis l'échéance de son contrat au tarif L en juillet 2011. Toutefois, le Distributeur indique qu'un impact négatif de 1 350 GWh, relié à une évaluation des risques d'arrêts temporaires de production ou de reports de projets du secteur fonte et affinage, est probable¹⁸.

¹⁵ Prévision des ventes de mai 2011.

¹⁶ Pièces B-0013, pages 5, 6 et 7 et B-0066, page 4.

¹⁷ Pris individuellement, les tarifs G et M varient également en fonction de la réforme des tarifs généraux en cours. Voir, à cet égard, les pièces B-0054, section 7 et B-0066, pages 4 et 5 (question 1.2).

¹⁸ Pièce B-0066, pages 5 et 6 (question 1.6) et pages 6 et 7 (question 1.8).

[32] En ce qui a trait aux écarts de prévision entre les ventes normalisées 2011 et les ventes autorisées 2011, ils atteignent -1,6 TWh. Le Distributeur les explique comme suit¹⁹ :

- Tarifs D et DM : L'écart négatif de 365 GWh résulte principalement de ventes plus faibles que prévu (-813 GWh) et du dépassement des objectifs du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) (-46 GWh). Toutefois, la révision à la hausse des mises en chantier et du revenu personnel disponible, le reclassement de clients en provenance des tarifs G et M et la baisse tarifaire de 2011 ont contribué à atténuer l'écart (+509 GWh).
- Tarifs G et M : L'écart négatif de 228 GWh découle, notamment, des difficultés rencontrées par les industries du secteur des petites et moyennes entreprises (-165 GWh) et de ventes moins élevées que prévu dans le secteur commercial et institutionnel (-85 GWh)²⁰.
- Tarif L : L'écart positif de 1 013 GWh provient, entre autres, de performances des secteurs pâtes et papiers et pétrochimique plus favorables qu'initialement prévu au dossier R-3740-2010.
- Contrats spéciaux : L'écart négatif de 2 176 GWh s'explique par la consommation plus faible que prévu du client Rio Tinto Alcan en raison d'un contexte hydraulique moins favorable que celui attendu au dossier R-3740-2010.

[33] L'ACEFQ est d'avis que les provisions génériques qu'intègre le Distributeur à la prévision des ventes du secteur industriel ne sont pas clairement justifiées. De plus, l'intervenante demande que le Distributeur démontre qu'il n'existe pas de biais prévisionnel au niveau du secteur résidentiel ou du secteur commercial et institutionnel²¹.

¹⁹ Pièces B-0013, pages 8 et 9 et B-0066, pages 8 et 9.

²⁰ Pris individuellement, les tarifs G et M varient également en fonction de la réforme des tarifs généraux en cours. Voir, à cet égard, les pièces B-0054, section 7 et B-0066, page 9 (question 2.2).

²¹ Pièce C-ACEFQ-0019, page 5.

[34] La FCEI juge que les provisions génériques prises par le Distributeur ne sont pas suffisamment justifiées, notamment à la lumière d'une surestimation historique des ventes au tarif L et de la volatilité attendue de certains paramètres économiques. L'intervenante recommande donc que les valeurs des provisions aux tarifs G, M, L et aux contrats spéciaux soient respectivement incorporées à la prévision des ventes pour chacun de ces tarifs²².

[35] S.É./AQLPA estime, d'une part, que la prévision des ventes du Distributeur au secteur résidentiel souffre d'un biais systématique de sous-estimation des mises en chantier. D'autre part, à la suite de l'étude des différents indicateurs économiques et énergétiques, ainsi que leur mise à jour, utilisés par le Distributeur, l'intervenant conclut que la prévision des ventes faite par ce dernier est biaisée. Il demande donc que le Distributeur se penche sur cette question et en fasse rapport²³.

[36] L'UMQ considère que les prévisions des ventes relatives au client Rio Tinto Alcan expliquent en grande partie les écarts de prévision du Distributeur. Ainsi, l'intervenante exige que le Distributeur raffine sa méthode de prévision des ventes à l'égard de Rio Tinto Alcan en utilisant l'information la plus à jour sur l'hydraulicité des réservoirs du client, de même que sur les prévisions d'achats d'électricité que ce dernier lui fournit²⁴.

[37] À l'exception de l'année 2010, la Régie note la tendance du Distributeur à surestimer les ventes au secteur industriel et son impact sur les coûts d'approvisionnement prévus. À cet égard, la Régie retient, entre autres, les quatre éléments suivants :

- les écarts de prévision des ventes constatés lors de l'étude des années réelles et de base²⁵;
- la révision à la baisse des indicateurs économiques et énergétiques²⁶;
- les résultats de l'état d'avancement 2011 du Plan d'approvisionnement 2011-2020;
- l'affirmation de monsieur Yves Nadeau, chef de la prévision de la demande et des revenus du Distributeur, en audience à l'effet que « *si on refaisait aujourd'hui la*

²² Pièce C-FCEI-0006, pages 3 à 6.

²³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, pages 6, 7, 15, 16 et 17.

²⁴ Pièce C-UMQ-0013, pages 7 à 9.

²⁵ Pièce B-0013, pages 8 à 11.

²⁶ Pièce B-0066, pages 14 à 16 (question 5.3) et pages 18 et 19 (question 6.4).

prévision des ventes qu'on a faite en mai dernier, on la ferait probablement plus basse²⁷ ».

[38] La Régie est préoccupée par cette tendance et croit qu'il pourrait y avoir lieu, lors des prochains dossiers tarifaires, d'examiner de façon plus approfondie les revenus de ventes nettes des achats.

[39] Néanmoins, en regard des faits mis en preuve et des arguments soumis, la Régie accepte la prévision des ventes déposée par le Distributeur aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2012-2013.

4. PARAMÈTRES FINANCIERS

[40] Le coût du capital du Distributeur se compose de deux éléments, soit le taux de rendement sur la base de tarification et le coût du capital prospectif.

[41] Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul de ces deux éléments sont :

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

²⁷ Pièce A-0039, page 24.

4.1 STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

[42] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée précédemment par la Régie dans sa décision D-2003-93²⁸, soit de 35 % de capitaux propres et de 65 % de dette.

[43] 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 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 4,232 % tel que publié par le *Consensus Forecasts* de mai 2011;
- le maintien de la prime de risque spécifique au Distributeur à 3,405 %.

[44] Selon ces paramètres, le taux de rendement sur l'avoir propre proposé pour 2012 par le Distributeur dans sa demande déposée le 1^{er} août 2011 s'élève à 7,637 %.

[45] Le 19 janvier 2012, le Distributeur dépose la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre et du taux de rendement sur la base de tarification. Après la mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision de la publication du *Consensus Forecasts* de janvier 2012, le taux de rendement sur l'avoir propre s'établit à 6,369 %.

[46] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de maintenir inchangée la structure de capital présumée établie dans la décision D-2003-93²⁹. Elle accepte également le maintien de la méthodologie utilisée pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre basée sur la publication de janvier du *Consensus Forecasts*.**

²⁸ Dossier R-3492-2002 Phase 1, page 51.

²⁹ Dossier R-3492-2002 Phase 1.

[47] La Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 6,369 % pour l'année témoin 2012.

4.2 COÛT DE LA DETTE

[48] Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le coût de la dette présumée de 2011 et de 2012 du Distributeur est calculé selon l'approche approuvée par la Régie dans ses décisions antérieures.

[49] Le Distributeur projette, pour l'année témoin 2012, un coût moyen de la dette de 7,030 %, soit une diminution de 0,204 % par rapport au taux de 7,234 % approuvé pour 2011.

[50] Le Distributeur indique que le passage des normes comptables canadiennes aux normes IFRS ne cause pas d'impacts significatifs sur le coût de la dette des entités réglementées d'Hydro-Québec³⁰.

[51] La Régie constate que contrairement au taux de rendement sur les capitaux propres, le coût de la dette et le taux prospectif de la dette sont établis en utilisant des données disponibles dès le mois de mai de l'année de base et ne font l'objet d'aucune mise à jour par la suite.

[52] À l'instar du Distributeur³¹, la Régie constate que les taux d'intérêt ont fortement diminué en 2011. Au cours de la période de mai 2011 à janvier 2012, le contexte et les perspectives économiques ont engendré des écarts importants entre les taux d'intérêt utilisés par le Distributeur pour le calcul du coût de la dette et du taux prospectif de la dette, les taux d'intérêt les plus récents et les taux prévus au cours de l'année 2012. Ces écarts ont un impact significatif sur le coût du capital du Distributeur. Le tableau suivant illustre certains de ces écarts.

³⁰ Pièce B-0015, pages 9 à 10.

³¹ Pièce A-0039, page 39.

TABLEAU 1
DONNÉES DU *CONSENSUS FORECASTS*

	<i>Échéance</i>	<i>Mai 2011</i>	<i>Janvier 2012</i>		<i>Écart</i>
Rendement sur les Bons du Trésor de 3 mois	3 mois	1,3 %	0,8 %	↓	0,50 %
	12 mois	2,4 %	1,0 %	↓	1,40 %
Rendement des Obligations d'État de 10 ans	3 mois	3,5 %	2,1 %		
	12 mois	4,0 %	2,6 %		
Moyenne		3,8 %	2,4 %	↓	1,40 %

[53] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur mentionne qu'il « *aurait objection à procéder à la mise à jour de sa prévision du taux prospectif de la dette et du numérateur du coût de la dette, les frais financiers, à partir des données du « Consensus Forecasts » de janvier deux mille douze (2012) et des données de Bloomberg se terminant en décembre deux mille onze (2011) [...]»³² ».*

[54] Ainsi, le Distributeur indique qu'en vertu de la mécanique mise en place depuis 2004, les écarts entre les taux déterminés au moment du dépôt du dossier tarifaire et les taux réels sont à sa charge et que, conséquemment, le Distributeur est entièrement exposé au risque lié à l'évolution des taux d'intérêt variables³³.

[55] Enfin, le Distributeur conclut que la mise à jour des taux en fonction de données plus récentes du *Consensus Forecasts* viendrait « *bouleverser les flux à risque de l'entreprise* » et qu'au lieu d'être exposé au taux des acceptations bancaires, il serait alors exposé à l'écart constaté en janvier entre le taux des acceptations bancaires et le taux du *Consensus Forecasts*³⁴.

³² Pièce A-0043, page 213.

³³ Pièce A-0043, page 214.

³⁴ Pièce A-0043, page 217.

[56] En audience, l'AQCIE/CIFQ souligne que la valeur de la dette du Distributeur « *n'existe pas vraiment, c'est juste une partie présumée de la dette d'Hydro-Québec, [...]* ». Il se demande ensuite « *en quoi le fait qu'on mette plus ou moins d'argent imputé aux tarifs devrait modifier les stratégies de couverture du Distributeur*³⁵ ».

[57] La Régie note que le financement de la dette est effectué de façon intégrée chez Hydro-Québec. De plus, en matière de coût et de structure du capital, le concept d'isolement retenu dans la décision D-2003-93, requiert « *une structure du capital présumée pour le Distributeur, composée d'un avoir propre présumé et d'une dette présumée auxquels correspondent, selon la Régie, un coût présumé de l'avoir propre et un coût présumé de la dette*³⁶ ».

[58] La Régie croit que les prévisions des composantes du taux de rendement sur la base de tarification et du coût du capital prospectif doivent s'appuyer sur les données les plus récentes, et ce, de façon à établir des taux de rendement qui soient raisonnables. En conséquence, elle est d'avis que les taux relatifs à la dette devraient être mis à jour au même moment que le taux sur l'avoir propre.

[59] Toutefois, considérant que la Régie procédera à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain dossier tarifaire, la Régie lui demande d'incorporer une preuve sur la mise à jour du coût moyen de la dette, en tenant compte des commentaires ci-dessus³⁷.

[60] La Régie retient le coût moyen de la dette proposé par le Distributeur pour l'année témoin 2012 de 7,030 %.

³⁵ Pièce A-0052, pages 147 et 148.

³⁶ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 57.

³⁷ Pièce B-0104, pages 11 à 13.

4.3 TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

[61] Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 6,799 %. Ce taux correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du taux de rendement sur l'avoir propre de 6,369 % et du coût moyen de la dette de 7,030 %.

TABLEAU 2
TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

		<i>Structure de capital</i>	<i>2012 année témoin</i>
Taux de rendement sur l'avoir propre	6,369 %	35 %	2,229 %
Coût moyen de la dette	7,030 %	65 %	4,570 %
Taux de rendement sur la base de tarification			6,799 %

Source : Pièce B-0146, page 4

[62] **La Régie autorise pour l'année témoin 2012 un taux de rendement de 6,799 % sur la base de tarification du Distributeur.**

[63] **Tel que mentionné précédemment, la Régie prend acte du fait que le Distributeur déposera une preuve, lors du prochain dossier tarifaire, sur la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur.**

4.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[64] Le Distributeur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement.

[65] Le taux de rendement sur l'avoir propre ayant été fixé à 6,369 % avec les données de janvier 2012, le taux moyen du coût du capital prospectif s'établit à 5,740 %³⁸.

[66] Considérant que le Distributeur déposera une preuve relative à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain dossier tarifaire, la Régie lui demande d'incorporer à cette demande une preuve sur la mise à jour du taux prospectif de la dette.

[67] La Régie autorise pour l'année témoin 2012 le taux moyen du coût du capital prospectif de 5,740 %.

5. COÛTS ÉVITÉS

5.1 COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

Coûts évités en énergie

[68] Le Distributeur souligne que le déséquilibre entre l'offre et la demande d'énergie persiste et se poursuivra jusqu'en 2022 inclusivement. Il indique également devoir procéder à des achats en période d'hiver³⁹ et à des reventes le reste de l'année, compte tenu des profils de consommation de sa clientèle et des ressources dont il dispose⁴⁰.

[69] Dans ces conditions, le Distributeur propose d'utiliser comme coût évité en énergie pour la période 2011-2022 une combinaison du coût moyen anticipé des achats effectués l'hiver sur les marchés, soit 4,9 ¢/kWh (\$ 2011) et du revenu net moyen anticipé des reventes réalisées lors des autres mois qui est de 3,0 ¢/kWh (\$ 2011).

³⁸ Pièce B-0146, page 6.

³⁹ Décembre à mars inclusivement.

⁴⁰ Pièce B-0016, page 5.

[70] À compter de 2023, le Distributeur propose de se servir à nouveau du prix du second appel d'offres d'énergie éolienne, établi à 10,5 ¢/kWh (\$ 2007), comme coût évité de long terme en énergie.

[71] Le RNCREQ remet en question le calcul proposé du coût évité de court terme en énergie. Il est d'avis qu'il est inadéquat d'utiliser une méthodologie de court terme, introduite lors du dossier tarifaire R-3677-2008, combinée à l'application d'un taux de croissance extrapolé à partir des prix à terme du gaz naturel, afin d'établir une prévision qualifiée de moyen terme (9-10 ans)⁴¹.

[72] L'UMQ recommande de modifier la période du coût évité de court terme en énergie afin qu'elle corresponde davantage aux ressources à la marge dont dispose le Distributeur. Ainsi, puisque ce dernier prévoit faire appel à la production de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) à compter de 2018, l'intervenante considère que le coût évité en énergie devrait être basé sur le coût d'achat de cette ressource sur la période 2017-2022⁴².

[73] La Régie indiquait dans sa décision D-2011-028 qu'une discussion sur la méthodologie entourant l'établissement des coûts évités en énergie pourrait avoir lieu à la suite de l'analyse des coûts marginaux d'approvisionnement du Distributeur faite dans le cadre de l'étude d'un plan d'approvisionnement⁴³. Cependant, la Régie n'a pas spécifiquement traité des coûts évités dans sa décision D-2011-162 relative au Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur⁴⁴.

[74] Dans sa décision procédurale D-2011-144, la Régie précise que la méthodologie pour établir les coûts évités du réseau intégré n'est pas à l'étude dans le cadre du présent dossier tarifaire, mais elle souligne que l'application de celle-ci pouvait être examinée⁴⁵.

[75] Pour sa part, le Distributeur considère que les dossiers tarifaires représentent le forum le plus propice pour effectuer une mise à jour des coûts évités, conformément à la décision D-2008-024⁴⁶.

⁴¹ Pièce C-RNCREQ-0012, pages 26 à 28.

⁴² Pièce C-UMQ-0013, page 29.

⁴³ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 24.

⁴⁴ Dossier R-3748-2010.

⁴⁵ Page 14.

⁴⁶ Dossier R-3748-2010, pièce B-0018, page 16.

[76] L'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur a permis de faire le point sur les stratégies d'approvisionnement à long terme en énergie. Celles-ci sont évolutives et, lorsque jugé opportun, la méthode d'établissement des coûts évités de moyen et long terme pourrait être révisée dans un prochain dossier tarifaire.

[77] La Régie juge que les propositions actuelles du Distributeur relatives aux coûts évités en énergie sont raisonnables, compte tenu de la faiblesse des prix à terme sur les marchés, des contraintes d'approvisionnement propres au Distributeur et du contexte général de surplus d'énergie à long terme.

[78] La Régie accepte les indicateurs de coûts évités en énergie proposés par le Distributeur.

Coûts évités en puissance

[79] Le Distributeur propose d'utiliser les mêmes valeurs pour les coûts évités de court et long terme en puissance que celles présentées au dossier tarifaire précédent, tout en mettant à jour l'année de base des indicateurs utilisés⁴⁷ et en réduisant d'une année la période de transition entre le court terme et le long terme. Le Distributeur justifie cette proposition en invoquant à nouveau la stabilité des besoins en puissance jusqu'à l'hiver 2014-2015 de même que celle des prix sur les marchés⁴⁸.

[80] Le Distributeur maintient donc le coût évité en puissance à 10 \$/kW-hiver jusqu'à l'hiver 2013-2014 et à 40 \$/kW-hiver à compter de l'hiver 2015-2016.

[81] Le Distributeur indique également qu'il répond à la demande de la Régie, exprimée dans la décision D-2011-028, de mettre à jour le coût évité en puissance à la suite des débats sur les besoins en puissance à long terme du Distributeur et les moyens optimaux pour les combler, débats qui ont eu lieu lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur⁴⁹.

⁴⁷ En dollars de 2011, annuité croissante à l'inflation.

⁴⁸ Pièce B-0016, page 6.

⁴⁹ Dossier R-3748-2010.

[82] Dans le dossier R-3748-2010, le Distributeur réitère la pertinence d'utiliser un coût évité de 40 \$/kW-hiver basé, d'une part, sur le coût d'une nouvelle turbine à gaz estimé à 80 \$/kW-an et, d'autre part, sur l'hypothèse que 50 % de la production de cet équipement servirait à satisfaire les besoins des marchés voisins. Il considère qu'il est difficile d'établir un coût évité en puissance qui soit différent de celui utilisé actuellement, tant et aussi longtemps qu'un appel d'offres pour des produits de puissance de long terme ne sera pas lancé⁵⁰.

[83] L'UMQ est d'avis que le coût évité en puissance pourrait être mieux déterminé par l'entremise d'un modèle de simulation en puissance. Nonobstant ce qui précède, elle soumet que le coût évité en puissance de 10 \$/kW-hiver est trop élevé, considérant le coût marginal des approvisionnements du Distributeur. Elle estime donc que les coûts actuellement utilisés par le Distributeur devraient être nuls jusqu'à l'hiver 2019-2020, puisque le bilan de puissance du Distributeur, présenté dans le cadre du dossier R-3748-2010, ne montrerait pas de besoins pour de la puissance additionnelle sur l'horizon 2011-2020.

[84] Néanmoins, à la suite de l'analyse des résultats des achats de puissance *Unforced Capacity* (UCAP) du Distributeur depuis l'hiver 2005-2006, l'UMQ recommande de fixer le coût évité en puissance du Distributeur à 1,25 \$US/kW-hiver, jusqu'à ce que le Distributeur puisse fournir une meilleure valeur à l'aide d'un modèle de simulation en puissance⁵¹.

[85] La Régie accepte de maintenir le coût évité en puissance de long terme de 40\$/kW-hiver en attendant les résultats de l'appel d'offres évoqués dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020. La Régie comprend, selon l'État d'avancement du plan d'approvisionnement 2011, que cet appel d'offres est repoussé au prochain plan d'approvisionnement⁵². Quant aux coûts évités en puissance de court terme de 10\$/kW-hiver, la Régie est préoccupée par ce niveau qui est surestimé par rapport au marché UCAP utilisé par le Distributeur.

⁵⁰ Dossier R-3748-2010, pièce B-0054, pages 7 à 9. L'estimation du coût d'une nouvelle turbine à gaz a été abordée dans les dossiers R-3677-2008 (pièce B-1, HQD-14, document 1, annexe D, pages 45 et 46) et R-3740-2010 (pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 16, réponse 7.3).

⁵¹ Pièce C-UMQ-0013, pages 29 à 32.

⁵² Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, suivi - État d'avancement 2011 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 23.

[86] **Dans les présentes circonstances, la Régie accepte les coûts évités en puissance, tant de long terme que de court terme proposés par le Distributeur.**

5.2 COÛTS ÉVITÉS ET ÉVALUATION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE GESTION DE LA DEMANDE EN RÉSEAUX AUTONOMES

[87] Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge devait permettre d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur prévoit dans son plan d'équipement, pour chaque kW de demande additionnelle sur le réseau. La Régie demandait au Distributeur de clarifier ce point⁵³.

[88] Le Distributeur explique que le coût évité de puissance est basé sur le coût du moyen de production utilisé pour l'ajout de la puissance requise à la marge pour faire face à la croissance planifiée des besoins, en tenant compte du critère de puissance garantie⁵⁴. Selon la méthodologie du Distributeur, la différence en \$/kW-an, entre la valeur de 1 kW de puissance installée et celle de 1 kW de puissance garantie est de l'ordre de 11 %.

[89] Par ailleurs, il explique que la capacité additionnelle installée selon le principe de la réserve requise est indispensable et ne peut être considérée comme une surcapacité de production. Par conséquent, il ne prend en compte, dans l'établissement du coût évité, que de l'ajout de la puissance requise à la marge pour faire face à la croissance planifiée des besoins. Le Distributeur confirme appliquer au coût évité de puissance le facteur d'utilisation de la puissance maximale annuelle de demande sur le réseau pour répartir le coût de puissance par unité d'énergie. Il tient aussi compte d'un facteur moyen de pertes de 7,7 % en réseaux autonomes⁵⁵.

⁵³ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 27.

⁵⁴ Puissance garantie = (n-1) x 90 %.

⁵⁵ Pièce B-0066, pages 25 à 27.

[90] Le Distributeur précise que les différences interannuelles des coûts évités sont dues aux différences entre les plans d'équipement fournis par l'équipe des réseaux autonomes, année après année, au moment de rédiger la preuve⁵⁶.

[91] Le RNCREQ considère que les informations fournies par le Distributeur ne permettent pas de comprendre ni d'expliquer que des coûts évités unitaires puissent varier du simple au triple d'un réseau à l'autre et doubler ou être réduits de moitié d'une année à l'autre⁵⁷. L'intervenant s'interroge donc sur l'utilité d'une méthodologie qui donne de tels résultats.

[92] Le GRAME soulève qu'avec les révisions effectuées ces dernières années sur les coûts évités en réseaux autonomes, il y aurait lieu de réviser la tarification dissuasive applicable au Nunavik ou au Nord du 53^e parallèle et de l'appliquer à la consommation excédant 30 kWh/jour⁵⁸. Selon l'intervenant, cet enjeu devrait être abordé lors d'un prochain dossier tarifaire afin de permettre aux populations visées de faire leurs représentations. L'intervenant est d'avis que la tarification dissuasive ne doit pas nécessairement être abordée globalement pour les réseaux autonomes, mais en fonction de leurs spécificités⁵⁹.

[93] La Régie considère que la méthodologie du Distributeur pour calculer les coûts évités en réseaux autonomes ne permet pas d'atteindre les objectifs visés, notamment d'évaluer la valeur de mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande.

[94] Ainsi, les coûts de la capacité de réserve, qu'il faut ajouter dans un réseau isolé pour assurer la puissance garantie requise, ne sont actuellement pas intégrés dans les coûts évités de puissance. Il en résulte que les coûts évités par une mesure de réduction de la demande de puissance à la pointe sont sous-estimés.

[95] De même, les coûts évités de puissance sont calculés chaque année sur la base des plans d'équipement de chaque réseau, en prenant en compte les mesures actuellement prévues au PGEÉ. Ces coûts évités de puissance font abstraction de l'ensemble des gains qui pourraient résulter des différentes mesures additionnelles prévues dans le potentiel technico-économique (PTÉ) de mesures d'efficacité énergétique en réseaux autonomes,

⁵⁶ Pièce A-0048, page 184.

⁵⁷ Pièce C-RNCREQ-0019, page 5.

⁵⁸ Pièce C-GRAME-0008, pages 35 à 37 et 47.

⁵⁹ Pièce C-GRAME-0019, page 5.

incluant des mesures de gestion de la demande en puissance⁶⁰. Ces nouvelles mesures ayant nécessairement un impact significatif sur les plans d'équipement, les coûts évités, tels qu'établis par le Distributeur dans le dossier tarifaire 2012-2013, ne peuvent pas être utilisés pour évaluer leur rentabilité. De plus, la révision annuelle des plans d'équipement est la cause de la grande volatilité des coûts évités obtenus.

[96] Depuis plusieurs dossiers tarifaires, l'enjeu des coûts évités en réseaux autonomes est abondamment débattu. Les discussions portent sur la recherche d'un signal unitaire de coût permettant d'évaluer la rentabilité des actions en efficacité énergétique, de gestion de la charge de pointe ou, encore, d'autres solutions d'approvisionnement en électricité. Selon la Régie, l'approche actuelle préconisée par le Distributeur donne un signal de coût évité trop volatil pour envisager une planification à moyen et long terme. C'est pourquoi elle doit être révisée.

[97] Le déficit budgétaire des réseaux autonomes doit être pris en considération dans l'évaluation de la rentabilité des actions en efficacité énergétique. Compte tenu que l'amortissement et les intérêts des investissements représentent, après les coûts en combustibles, le deuxième poste d'importance des coûts d'exploitation en réseaux autonomes, l'optimisation des plans d'équipement doit être étudiée en conjonction avec les coûts évités.

[98] Ainsi, la Régie considère que le Distributeur doit calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures qui peuvent être déployées dans chacun des réseaux autonomes, en fonction de leur impact sur le plan d'équipement de ces réseaux. La valeur du report dans le temps du besoin d'un ajout de capacité, à la suite des mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande, doit être prise en compte.

[99] La Régie demande que l'impact financier des mesures du PGEÉ, y compris de celles qui pourraient découler du PTÉ à l'étude, proposé pour chacun des réseaux autonomes, soit désormais évalué en tenant compte de l'impact de ce portefeuille de mesures sur le plan d'équipement de chacun de ces réseaux.

⁶⁰ Pièce B-0104, page 7.

[100] Toutefois, le coût évité unitaire, tel qu'actuellement calculé, peut être utile aux fins d'établir les tarifs dissuasifs en réseaux autonomes, en autant qu'il tienne compte des coûts réels liés à la capacité de réserve.

[101] **Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de présenter dans le dossier tarifaire 2014-2015 une mise à jour des tarifs dissuasifs en réseaux autonomes.**

6. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

6.1 NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (IFRS)

[102] Après l'analyse de l'impact des IFRS entrant en vigueur au 1^{er} janvier 2012, le Distributeur indique que cinq de ces normes ont des impacts sur sa comptabilité réglementaire. Il s'agit des normes IAS 16 « Immobilisations corporelles », IAS 19 « Avantages du personnel », IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », IAS 38 « Immobilisations incorporelles » et IFRIC 1 « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires ».

[103] La norme IAS 16 a déjà été examinée dans le dossier R-3703-2009. Dans sa décision D-2010-020, la Régie a accepté la demande du Distributeur de passer à la méthode de l'amortissement linéaire à compter du 1^{er} janvier 2010. Cette méthode est donc utilisée dans le présent dossier.

[104] Le 22 juin 2011, le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) ont déposé une demande conjointe⁶¹ visant à intégrer les autres modifications découlant du passage aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2012.

⁶¹ Dossier R-3768-2011. L'évaluation des impacts de cette demande sur les revenus requis de l'année témoin 2012 est présentée à la pièce B-0004, HQT-D-1, document 1.

[105] Bien que les modifications demandées étaient tributaires d'une décision de la Régie qui était à venir, le Distributeur a, dans la présente demande tarifaire, d'une part, maintenu le traitement réglementaire de la charge de désactualisation plutôt que d'utiliser celui visé par la norme IAS 37 et, d'autre part, reflété les impacts de l'adoption des normes IAS 38 et IFRIC 1. En ce qui a trait à la norme IAS 19, il a reflété au présent dossier la proposition d'étaler sur une période de 12 ans la radiation des soldes des actifs et passifs au titre des prestations constituées inscrits à sa base de tarification au 31 décembre 2011.

[106] La Régie présente ci-après, de façon sommaire, l'impact de sa décision D-2012-021⁶² rendue le 2 mars 2012, relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS sur la présente demande du Distributeur.

IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels »

« [31] La Demanderesse indique qu'en vertu de la norme IAS 37, ce passif [passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation] sera calculé de façon similaire à celle applicable sous les PCGR [principes comptables généralement reconnus] canadiens, sauf pour la présentation de la charge de désactualisation. Selon les IFRS, la charge de désactualisation doit être présentée avec les frais financiers, alors que sous les PCGR canadiens, cette charge de désactualisation est présentée dans les charges d'exploitation.

[...]

[47] [...] conformément à la norme IAS 37, la Régie ordonne au Transporteur et au Distributeur de présenter la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt à partir du 1^{er} janvier 2012. »

⁶² Dossier R-3768-2011.

IFRIC 1 « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires »

« [53] La Régie accepte que le passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation soit réévalué à la suite d'une modification du taux d'actualisation, ce traitement étant conforme à la norme IFRIC 1. »

IAS 38 « Immobilisations incorporelles »

« [79] [...] la Régie accepte la demande du Distributeur. À compter du 1^{er} janvier 2012, les coûts du PGEÉ ainsi que ceux reliés à la contribution versée au MRNF, qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle notamment les coûts des activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale, seront recouverts aux charges de l'année, en conformité à la norme IAS 38. Toutefois, la Régie demande au Distributeur d'améliorer ses prévisions budgétaires à cet égard.

[80] De plus, la Régie juge qu'à compter du 1^{er} janvier 2012, les coûts reliés aux programmes commerciaux, d'environ 1 M\$ par année, doivent être comptabilisés intégralement dans les résultats de l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, conformément aux normes IFRS. Elle ordonne au Distributeur de radier le solde non amorti des programmes commerciaux inclus dans la base de tarification au 31 décembre 2012 de 3,5 M\$ et de l'inclure aux charges de l'année témoin 2012. »

IAS 19 « Avantages du personnel »

« [84] La Demanderesse [le Transporteur et le Distributeur] indique que, de façon générale, la norme IAS 19⁶³ est assez semblable à l'actuelle norme comptable canadienne 3461 « Avantages sociaux futurs ». Il existe toutefois certaines différences au niveau notamment de la comptabilisation (i) des gains et pertes actuariels, (ii) des coûts des services passés et (iii) du rendement prévu des actifs du régime de retraite :

[...]

⁶³ « La norme IAS 19 a été amendée en juillet 2011 et ces amendements entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2013 ».

[86] La Demanderesse indique que, selon la norme IFRS 1, la première application des IFRS requiert leur application rétrospective. Ainsi, à la date de transition, tous les soldes non amortis, à savoir 1) le coût non amorti des services passés, 2) la perte actuarielle nette non amortie et 3) l'actif transitoire non amorti (obligation transitoire non amortie) doivent faire l'objet d'une application rétrospective et être radiés directement aux BNR [bénéfices non répartis].

[...]

[136] [...] la Régie considère qu'au chapitre des avantages du personnel et aux fins d'établissement de tarifs justes et raisonnables, il est raisonnable et équitable de suivre les normes IFRS en totalité et non en partie, sauf pour les soldes non amortis des services passés.

[137] [...] la Régie approuve l'application de la norme IAS 19 aux fins réglementaires, accepte le retrait de l'ATPC/PTPC [actif au titre des prestations constituées et passif au titre des prestations constituées] des bases de tarification respectives du Transporteur et du Distributeur et refuse la création d'un actif réglementaire au 1^{er} janvier 2012 correspondant aux soldes de l'ATPC/PTPC du 31 décembre 2011 ainsi que la dépense d'amortissement associée.

[138] La Régie autorise une exception reliée aux coûts des services passés non amortis au 31 décembre 2011 et permet la récupération de la totalité des quotes-parts respectives du Transporteur et du Distributeur à cet égard dans leurs revenus requis 2012. »

Conclusion sur les normes IFRS

[107] La Régie présente au tableau 3 un estimé des impacts de la décision D-2012-021 sur les tarifs de distribution de 2012-2013.

TABLEAU 3
ESTIMÉ DES IMPACTS DE LA DÉCISION D-2012-021
SUR LES TARIFS DE DISTRIBUTION 2012-2013

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale R-3776-2011</i>	<i>Décision D-2012-021</i>	<i>Ajustements</i>
IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels »			
Charge de désactualisation	2,0	-	(2,0)
IFRIC 1 « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires »			
Modifications au taux d'actualisation	(1,1)	(1,1)	-
IAS 38 « Immobilisations incorporelles »			
PGEÉ	51,6	51,6	-
Programmes commerciaux	0,0	3,5	3,5
IAS 19 « Avantages du personnel »			
Étalement de la radiation du solde ATPC/PTPC (12 ans)	42,7	-	(42,7)
Recouvrement intégral du coût non amorti des services passés	-	54,7	54,7
Rendement sur la base de tarification ^{1,2}	(3,3)	(36,7)	(33,4)
Impacts indirects			
Coût de retraite	12,7	12,7	-
Avantages complémentaires à la retraite	(10,6)	(10,6)	-
Coûts de distribution et services à la clientèle	41,5	20,1	(21,4)
Charge locale de transport	19,2	9,7	(9,5)
Ajustements de contrats spéciaux (rabais)	(2,0)	(1,0)	1,0
Impact sur le revenu requis 2012	58,7	28,8	(29,9)
Total des ajustements			(28,4)

Source : Décision D-2012-021, dossier R-3768-2011

Note 1 : Le taux de rendement sur la base de tarification est de 7,243 %, selon la demande initiale.

Note 2 : Le taux de rendement sur la base de tarification de 7,243 % a été révisé à 6,799 % selon la pièce B-0146, page 3.

[108] La Régie ordonne au Distributeur d'intégrer les ajustements requis par la décision D-2012-021 dans sa présente demande tarifaire.

6.2 MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE D'ÉCARTS DU COÛT DE RETRAITE

[109] À la suite de la demande de la Régie contenue dans sa décision D-2011-028⁶⁴, le Distributeur présente une proposition en ce qui a trait aux modalités du compte d'écart du coût de retraite. Il propose de réduire au maximum le délai de récupération en disposant de l'écart constaté pour une année particulière en deux étapes.

[110] Pour une année donnée, l'année 2011 à titre d'exemple, correspondant à l'année de référence aux fins des explications, les modalités proposées sont les suivantes :

- une estimation pour l'année de base (2011) du coût de retraite annuel sur la base de quatre mois réels (janvier à avril) et huit mois projetés (mai à décembre);
- l'intégration dans les revenus requis du dossier tarifaire courant (celui de l'année témoin projetée 2012) de l'écart entre le coût de retraite pour l'année de base (2011) estimé précédemment et le coût reconnu par la Régie;
- l'intégration dans les revenus requis du dossier tarifaire du deuxième exercice subséquent (2013) de l'écart résiduel établi sur la base de la différence entre le coût réel de l'année 2011 et l'estimation 4/8 pour l'année de base 2011;
- les montants comptabilisés au compte d'écart portent intérêt au taux autorisé sur la base de tarification, à partir du moment de leur comptabilisation au compte.

[111] Le Distributeur propose également l'intégration à ses rapports annuels d'un suivi du compte d'écart, de même qu'un suivi du coût de retraite.

[112] En matière de répartition des coûts, le Distributeur demande que les quatre composantes du compte d'écart du coût de retraite (les charges brutes directes, les charges de services partagés, les coûts capitalisés et les frais corporatifs du Distributeur) soient traitées de la même façon, en conformité avec les décisions antérieures de la Régie.

[113] L'AQCIE/CIFQ, OC et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur. L'ACEFQ recommande des modalités de disposition en une seule étape, soit d'intégrer l'écart entre le coût de l'année témoin projetée et le coût réel dans les revenus requis du dossier tarifaire du deuxième exercice subséquent.

⁶⁴ Dossier R-3740-2010, paragraphe 148, page 41.

[114] La Régie considère que les modalités de disposition du compte d'écarts en deux étapes contribuent à un meilleur appariement des coûts aux bonnes générations de clients en réduisant le délai de disposition des écarts et minimisent le coût de financement.

[115] Pour ces motifs, la Régie accepte les modalités de disposition du compte d'écarts du coût de retraite proposées par le Distributeur.

[116] La Régie prend acte de la proposition du Distributeur d'intégrer à ses rapports annuels un suivi du compte d'écarts, de même qu'un suivi du coût de retraite. Les informations suivantes devront être incluses lors du dépôt de son rapport annuel et lors du dépôt de sa preuve initiale dans les dossiers tarifaires :

- évolution du compte d'écarts du coût de retraite⁶⁵;
- évolution de la charge du coût de retraite⁶⁶;
- composantes du coût de retraite⁶⁷;
- hypothèses actuarielles⁶⁸.

6.3 TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS DES PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ ET NON AUTORISÉS

[117] Dans ses décisions D-2009-016⁶⁹ et D-2010-022⁷⁰, la Régie refuse la règle systématique demandée par le Distributeur et approuve les modalités actuelles qui consistent, pour le Distributeur, à ne pas intégrer dans ses demandes tarifaires les coûts relatifs aux projets d'investissements supérieurs à 10 M\$ en attente d'une autorisation de la Régie. Lors du dépôt pour autorisation d'un tel projet d'investissement, le Distributeur demande, lorsqu'applicable, la création d'un compte de frais reportés hors base afin d'y verser les coûts du projet.

⁶⁵ Pièce B-0043, page 21, tableau 13.

⁶⁶ Pièce B-0025, page 12, tableau 4.

⁶⁷ Pièce B-0025, page 35, tableau 1.

⁶⁸ Pièce B-0025, page 35, tableau 2.

⁶⁹ Dossier R-3677-2008, pages 20 et 21.

⁷⁰ Dossier R-3708-2009, pages 45 à 47.

[118] Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur demande à la Régie de lui permettre le même traitement comptable que celui accordé au Transporteur⁷¹ en regard des coûts reliés à un projet qui ne serait pas encore autorisé par la Régie au moment de la préparation du dossier tarifaire.

[119] Ainsi, pour un projet connu au moment de la préparation d'une demande tarifaire et pour lequel le Distributeur s'attend à une décision de la Régie avant celle relative au dossier tarifaire, et dans le cas où ce projet génère des coûts qui affectent les revenus requis du dossier tarifaire en préparation, il propose les modifications suivantes au traitement réglementaire :

- l'intégration à la base de tarification de l'année témoin projetée des mises en service (ou des retraits) du projet, le cas échéant;
- l'intégration aux revenus requis de l'année témoin projetée des coûts afférents au projet, soit les coûts de mise en service et les retraits, le cas échéant, ainsi que les charges d'exploitation.

[120] Dans l'éventualité où le projet ne serait pas autorisé avant la décision de la Régie sur la demande tarifaire, le Distributeur propose les modalités suivantes :

- le retrait des revenus requis de l'impact du projet;
- le versement à un compte de frais reportés hors base des coûts afférents au projet qui avaient initialement été intégrés aux revenus requis de l'année témoin de la demande tarifaire considérée;
- le maintien de ces coûts dans le compte de frais reportés jusqu'à ce qu'une autorisation du projet soit émise et qu'il en soit disposé lors de la demande tarifaire subséquente;
- dans cet intervalle, les montants inscrits au compte porteront rendement au taux autorisé de la base de tarification.

[121] Le Distributeur propose également de verser à un seul compte de frais reportés les coûts relatifs à des projets encore en attente de décision au moment de la décision tarifaire, afin de réduire le nombre de comptes de frais reportés⁷².

⁷¹ Décision D-2011-039, dossier R-3738-2010, pages 32 à 34.

⁷² Pièce B-0067, pages 20 et 21.

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

[123] En ce qui a trait aux montants inscrits dans le compte de frais reportés hors base, l'ACEFQ recommande que la Régie garde toute discrétion au moment du dossier tarifaire quant à leur intégration dans les revenus requis de l'année témoin projetée.

[124] L'AQCIE/CIFQ soumet que les montants inscrits dans ce compte ne devraient porter intérêts qu'à partir du moment où le projet est autorisé par la Régie.

[125] Afin de faciliter le suivi, l'UMQ demande des comptes de frais reportés spécifiques à chaque projet, alors que l'AQCIE/CIFQ soumet qu'un seul compte est acceptable, dans la mesure où l'information spécifique à chaque projet continuera d'être présentée.

[126] L'UC recommande de rejeter la proposition du Distributeur et de maintenir les modalités actuelles. L'intervenante indique que le Distributeur n'a pas démontré que sa proposition assurait une meilleure adéquation entre le moment où les coûts du projet sont effectivement encourus et le moment où ils sont récupérés dans les tarifs, notamment pour les coûts de mise en service.

[127] La Régie considère que la proposition du Distributeur vise à récupérer les coûts générés par les projets le plus rapidement possible et ainsi à minimiser les coûts de financement. Les montants inscrits au compte de frais reportés hors base porteront intérêt au taux autorisé de la base de tarification conformément à la pratique réglementaire.

[128] La Régie juge que les modalités proposées par le Distributeur sont acceptables, mais y apporte des ajustements. Elle demande ainsi au Distributeur de présenter les comptes de frais reportés distinctement pour chaque projet, le cas échéant, afin d'en faciliter le suivi.

[129] **Par ailleurs, la Régie juge que la proposition du Distributeur aurait pour effet de récupérer des montants qui ne seraient pas tous significatifs pour donner lieu à la création d'un compte de frais reportés spécifique à un projet. En conséquence, elle ajoute un seuil minimal de 5 M\$ pour les charges inhérentes à un projet pour justifier la création d'un compte de frais reportés.**

[130] La Régie maintient sa décision D-2010-022 relativement aux modalités de disposition du compte de frais reportés hors base.

[131] La Régie souligne que lors du dépôt d'une demande d'autorisation d'un projet d'investissement en vertu de l'article 73 de la Loi, le Distributeur devra fournir les informations pertinentes relativement au compte de frais reportés hors base dans le cas où la Régie ne rend pas sa décision avant celle sur la demande tarifaire. Il incombe à la formation responsable de l'autorisation du projet d'apprécier les montants qui y seront inscrits.

[132] La Régie demande également au Distributeur de fournir, pour le projet en attente d'une décision, lors du dépôt du dossier tarifaire, les charges inhérentes au projet incluses dans les revenus requis de l'année témoin ainsi que les montants inclus dans la base de tarification.

Application de la proposition au dossier tarifaire courant

[133] Le Distributeur mentionne qu'il applique, au présent dossier tarifaire, la règle générale proposée précédemment, en intégrant à ses revenus requis un montant de 40,9 M\$ relié aux charges inhérentes au projet LAD déposé à la Régie le 11 juillet 2011 pour autorisation.

TABLEAU 4
CHARGES INHÉRENTES AU PROJET LAD

<i>(en M\$)</i>	<i>2012</i>
Charges d'exploitation	13,2
Gains associés au projet	(0,7)
Travaux préparatoires	5,9
	18,4
Amortissement	9,7
Radiations d'actifs	9,9
Rendement de la base de tarification	2,9
	22,5
Total	40,9

Source : Pièce B-0020, page 8

[134] Le Distributeur indique qu'advenant le cas où la décision portant sur le projet LAD ne serait pas rendue avant la présente décision, il ajustera ses revenus requis 2012 et inscrira dans un compte de frais reportés hors base les montants mentionnés ci-dessus, conformément à la règle générale proposée précédemment.

[135] Considérant que la décision sur le projet LAD n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer des revenus requis de l'année témoin 2012 l'impact du projet LAD, totalisant 40,9 M\$, et de verser à un compte de frais reportés hors base les coûts afférents à ce projet.

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

[136] Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations corporelles et actifs incorporels, tel que prévu à son plan quinquennal de

révision des durées de vie utile. Les résultats de cette révision sont connus à l'automne de chaque année, après la date de dépôt de la demande tarifaire.

[137] En 2010, l'exercice a été effectué sur des actifs des réseaux non reliés et le résultat a mené à des modifications des durées de vie utile pour les catégories d'immobilisations corporelles présentées en preuve⁷³. L'effet de ces révisions des durées de vie utile entraîne une diminution des revenus requis de 1,1 M\$ pour 2012.

[138] La Régie accepte les modifications effectuées par le Distributeur aux durées de vie utile des immobilisations corporelles à compter de l'année témoin 2012.

[139] Dans sa décision D-2011-028⁷⁴, la Régie approuvait un impact à la baisse de 30 M\$ sur la charge d'amortissement de l'année témoin 2011 basé sur le degré d'avancement des travaux d'analyse et l'importance monétaire de la révision de vie utile des poteaux, passant de 30 à 40 ans. Elle demandait cependant au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les résultats finaux des travaux d'analyse relatifs à la révision de la durée de vie utile des poteaux.

[140] Le Distributeur mentionne que les analyses et le travail de validation comptable basé sur l'inspection des poteaux vétustes et sur la prise en compte des autres causes de retrait ont été complétés en novembre 2010 et ont confirmé une durée de vie utile des poteaux de 40 ans.

[141] Conformément aux PCGR canadiens et aux IFRS, le Distributeur a procédé à la modification de la durée de vie utile des poteaux à compter de la date d'approbation finale du dossier des travaux d'analyse, plutôt qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, tel qu'approuvé par la Régie, ce qui a eu pour effet de générer un écart favorable de la charge d'amortissement des actifs corporels de 5 M\$ pour l'année 2010.

[142] L'ACEFQ et l'AQCIE/CIFQ demandent que la clientèle soit remboursée pour ne pas avoir profité de la baisse de revenus requis 2010 de 5 M\$ reliée à la révision de la

⁷³ Pièce B-0018, page 9, tableau 2.

⁷⁴ Dossier R-3740-2010, page 30.

durée de vie utile des poteaux ainsi que de 8 M\$ reliée à la création d'une nouvelle durée de vie utile à l'égard de certains logiciels existants. Ils indiquent que la Régie n'avait pas approuvé ces révisions de vie utile dans les tarifs 2010.

[143] La Régie observe que le Distributeur a procédé à ces modifications conformément aux PCGR canadiens, contrairement à ce qui lui avait été présenté et autorisé par celle-ci dans le dossier précédent. La Régie est d'avis que les révisions de durée de vie utile des poteaux et de certains logiciels existants, dont l'impact est de 13 M\$, n'ont pas été approuvées dans les tarifs 2010. **La Régie demande d'aborder ce sujet lors de la preuve que le Distributeur propose de présenter dans le prochain dossier tarifaire relativement à un éventuel mécanisme de partage et aux mécanismes de gestion des écarts.**

[144] **La Régie demande au Distributeur de procéder, dorénavant, à la révision des durées de vie utile à compter du 1^{er} janvier, tel qu'approuvé par la Régie aux fins de la fixation des tarifs.**

7. APPROVISIONNEMENTS

7.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

[145] Pour l'année 2012, les besoins prévus en énergie progressent de 0,7 %, passant de 183,6 TWh à 184,8 TWh. Cet impact sur les besoins postpatrimoniaux en énergie est de près de 23 %, passant de 5,3 TWh à 6,5 TWh.

TABLEAU 5
BESOINS EN ÉNERGIE

<i>En TWh</i>	<i>2010</i> <i>Année historique</i>	<i>2011</i> <i>Année de base</i>	<i>2012</i> <i>Année témoin</i>
Prévision des ventes	166,9	170,1	171,4
<i>plus usage interne</i>	0,6	0,6	0,6
<i>plus électricité interruptible</i>	0,1	0,1	
<i>moins consommation hors réseau intégré</i>	0,4	0,4	0,4
Consommation prévue	167,2	170,4	171,6
<i>plus pertes de distribution et de transport</i>	13,1	13,2	13,2
Besoins prévus	180,3	183,6	184,8
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9	178,9	178,9
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	1,7	0,6	0,5
Besoins postpatrimoniaux	3,1	5,3	6,5

Source : Pièce B-0022, page 8

[146] Le Distributeur réévalue les besoins postpatrimoniaux de l'année de base 2011 à la baisse de 0,9 TWh par rapport aux données approuvées dans la décision D-2011-028. Cette baisse correspond à une diminution des coûts d'approvisionnements de 43,1 M\$.

[147] Cette baisse est principalement attribuable à des ventes plus faibles que prévu, qui ont mené à une utilisation plus restreinte de l'énergie programmée du contrat cyclable conclu avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) (-0,6 TWh) ainsi qu'à des rappels d'énergie moins importants qu'attendus (-0,1 TWh)⁷⁵.

[148] En ce qui a trait aux besoins prévus en puissance, le Distributeur prévoit une croissance de la pointe d'hiver 2011-2012 de 0,6 % par rapport à la pointe de l'hiver

⁷⁵ Pièce B-0022, pages 6 et 7.

précédent, pour atteindre 36 835 MW. Toutefois, les besoins postpatrimoniaux en puissance diminuent de 1,1 %, passant de 2 810 MW à 2 778 MW.

TABLEAU 6
BESOINS EN PUISSANCE

	<i>Années témoins (MW)</i>	
	<i>Hiver 2010-2011</i>	<i>Hiver 2011-2012</i>
Besoins réguliers	36 625	36 835
plus Réserve	3 627	3 385
<i>Taux de réserve</i>	9,9 %	9,2 %
moins puissance patrimoniale	37 442	37 442
Besoins postpatrimoniaux	2 810	2 778

Sources : Pièce B-0022, page 8; dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-5, document 1, page 9

[149] Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux prévus pour l'année 2012 s'élève à 654,9 M\$, en hausse de 23 % (121,7 M\$) par rapport à l'année de base 2011. Le coût total moyen atteint 101,3 \$/MWh.

[150] Le Distributeur signale que le coût total des approvisionnements inclut, entre autres, les coûts fixes et les frais de suspension des livraisons associés à la centrale de TCE, de même qu'une somme de 3,4 M\$ associée à la garantie de puissance des rappels d'énergie⁷⁶. Il inclut également un montant de 17,3 M\$ associé à la conclusion de transactions financières avec le Producteur et un gain évalué à 4,2 M\$ attribuable à l'EGM⁷⁷.

⁷⁶ Pièce B-0022, page 13.

⁷⁷ L'EGM visait à remplacer l'entente d'intégration de la production éolienne. Elle comporte un service de modulation, un service de puissance complémentaire et des services complémentaires additionnels associés à la fiabilité du réseau. Voir le dossier R-3775-2011.

TABLEAU 7
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2010			2011			2012		
	<i>Année historique</i>			<i>Année de base</i>			<i>Année témoin</i>		
	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>
Long terme	3,5	381,9	108,5	5,0	506,4	101,6	6,3	638,7	101,4
<i>dont transactions financières avec HQP</i>	<i>(1,8)</i>	<i>0,0</i>		<i>(1,9)</i>	<i>18,2</i>		<i>(2,1)</i>	<i>17,3</i>	
Court terme	(0,4)	3,9	s.o	0,3	26,9	s.o.	0,2	20,4	s.o
Achats d'énergie	0,7	46,4	65,1	0,6	30,5	49,7	0,4	19,0	52,5
Reventes d'énergie	(1,1)	(50,7)	44,9	(0,3)	(9,2)	29,4	(0,2)	(6,3)	31,8
Achats de puissance	s.o.	7,3		s.o.	5,5		s.o.	7,7	
Entente cadre	0,0	0,9	60,7						
Gain anticipé relatif à l'EGM							s.o.	(4,2)	s.o
Service de transport		0,1			0,0			0,0	
Total	3,1	385,8	123,8	5,3	533,2	100,9	6,5	654,9	101,3

Source : Pièce B-0066, page 48

[151] À la suite de la mise à jour de la prévision de la demande effectuée en mai 2011, le Distributeur fait état d'une baisse additionnelle des besoins en énergie de 27 TWh sur la période 2012-2027 par rapport à la prévision d'août 2010 incluse au Plan d'approvisionnement 2011-2020⁷⁸. Il précise que cette baisse est attribuable principalement au report d'un projet d'expansion de 500 MW d'une aluminerie de 2016 à 2018.

[152] Cette diminution des besoins pousse le solde du compte d'énergie différée à 2 TWh à l'échéance, en 2027, des conventions amendées, en présumant que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée d'ici cette date et que l'utilisation en mode modulable de la centrale de TCE est reportée en 2018, plutôt qu'en 2015 tel que présenté initialement au dossier R-3748-2010. En conséquence, le Distributeur n'entend pas différer d'énergie provenant des contrats de base et cyclable en 2012, mais vise plutôt à conclure des transactions financières avec le Producteur⁷⁹.

[153] La diminution des besoins entraîne également des surplus à court terme. En effet, pour l'année témoin 2012, le Distributeur évalue les besoins postpatrimoniaux en énergie à 6,5 TWh alors que les contrats de long terme lui procurent 13,0 TWh. Il fait donc face à des surplus énergétiques de 6,6 TWh dans le cadre du présent dossier tarifaire⁸⁰. À cet

⁷⁸ Voir dossier R-3748-2010, pièce B-0004.

⁷⁹ Pièce B-0066, page 38 (question 15.1).

⁸⁰ Pièce B-0022, page 10.

égard, le Distributeur souligne qu'il entend prendre les moyens nécessaires pour réduire et revendre ces approvisionnements postpatrimoniaux excédentaires⁸¹.

[154] Les principaux moyens dont le Distributeur prévoit se servir pour rétablir l'équilibre offre-demande en 2012 sont les suivants⁸² :

- suspension des livraisons provenant de la centrale de TCE : -4,3 TWh;
- transactions financières avec le Producteur : -2,1 TWh;
- énergie différée : 0,0 TWh;
- rappels d'énergie en hiver selon les conventions d'énergie différée : +1,0 TWh;
- achats sur les marchés de court terme en hiver : +0,4 TWh;
- revente sur les marchés de court terme : -0,2 TWh;
- utilisation du service de modulation associé à l'EGM.

[155] Toutefois, il est à noter qu'à la suite de l'étude du dossier R-3775-2011, la Régie a rejeté la demande du Distributeur relative à l'approbation de l'EGM intervenue entre ce dernier et le Producteur⁸³. Dans le dossier de l'EGM, le gain anticipé pour 2012 était estimé à 3,8 M\$. Le gain anticipé présenté dans le présent dossier est estimé à 4,2 M\$⁸⁴. Ce gain est le résultat d'une information plus contemporaine et donc, plus représentative de l'année témoin projetée.

[156] Ainsi, dans le cadre de l'analyse du présent dossier tarifaire, la Régie additionne le montant de 4,2 M\$ attribuable à l'EGM aux revenus requis de l'année 2012.

Transactions financières entre le Distributeur et le Producteur

[157] Le Distributeur a pour objectif de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à la fin des conventions d'énergie différée en 2027. À la suite de la mise à jour de la prévision de la demande de long terme en mai 2011, conduisant à un solde de 2,0 TWh dudit compte à l'échéance des conventions conclues avec le Producteur, le

⁸¹ Pièce B-0022, page 5.

⁸² Pièce B-0022, pages 10, 11 et 13.

⁸³ Décisions D-2011-193 et D-2011-193 Motifs.

⁸⁴ Pièce B-0066, page 51.

Distributeur indique qu'il ne peut différer davantage d'énergie, au risque de ne pas atteindre son objectif de long terme⁸⁵.

[158] En conséquence, le Distributeur a donc choisi de conclure à nouveau des transactions financières avec le Producteur portant sur les quantités d'énergie associées uniquement au contrat en base plutôt que de différer ou de revendre celles-ci sur les marchés. Il a complété de telles transactions en 2010 et 2011⁸⁶. Il est à noter qu'en 2010, le Distributeur avait aussi lancé un appel d'offres pour la revente de 0,8 TWh d'énergie⁸⁷.

[159] Pour 2012, l'ensemble des transactions financières est évalué à 17,3 M\$ pour une quantité de 2,1 TWh. Le Distributeur estime que ces transactions lui permettront de réaliser un gain d'environ 24 M\$ par rapport à un scénario de revente sur les marchés de court terme⁸⁸.

[160] Le RNCREQ s'oppose à ce que le Distributeur conclue des transactions financières avec le Producteur. Il est d'avis qu'il n'y a pas urgence pour le Distributeur à conclure de telles transactions en 2012 afin de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions, puisqu'une faible variation de la prévision de la demande de long terme pourrait entraîner une variation importante du solde d'ici 2027. Dans un tel cas, l'intervenant soumet qu'il s'avère plus économique de retarder la conclusion de transactions financières. Néanmoins, le RNCREQ mentionne que la conclusion de transactions financières pourrait être considérée plus tard, en fonction de l'évolution des besoins⁸⁹.

[161] L'UC n'est pas favorable non plus à la conclusion de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur. D'une part, elle considère que le Distributeur, en concluant des transactions en 2012, n'agirait pas dans une perspective de long terme, ne gérant pas ses approvisionnements sur une base multi-annuelle en fonction de l'évolution de la demande d'ici 2027. D'autre part, l'intervenante souligne que le Distributeur n'a pas démontré les avantages nets de la conclusion de transactions financières avec le

⁸⁵ Pièce B-0066, pages 44 et 45 (question 18.1).

⁸⁶ Pour 2010, initialement estimées à 21,9 M\$ pour 1,9 TWh, les transactions financières se sont soldées par un coût réel nul pour 1,8 TWh d'énergie transigée. Le Distributeur explique que ce résultat provient d'une augmentation des prix de marchés et d'une demande plus forte que prévu en été. Pour 2011, le Distributeur prévoit maintenant que les transactions financières coûteront 18,2 M\$ pour 1,9 TWh, en baisse de 1,5 M\$ et en hausse de 0,1 TWh par rapport aux valeurs présentées au dossier R-3740-2010.

⁸⁷ Dossier R-3740-2010, pièce HQD-5, document 1, page 8.

⁸⁸ Pièces B-0022, page 13 et B-0066, pages 45 et 46 (question 18.2).

⁸⁹ Pièce C-RNCREQ-0012, pages 7 à 10.

Producteur par rapport à la stratégie de différer les quantités d'énergie visées d'ici l'échéance des conventions. Par ailleurs, l'UC est d'avis que la conclusion de telles transactions sur une base bilatérale élimine toute concurrence possible pour des acheteurs potentiels des surplus du Distributeur⁹⁰.

[162] L'UMQ désapprouve la conclusion de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur. Pour l'intervenante, les quantités d'énergie visées doivent être différées tant que le Distributeur n'a pas démontré, de manière satisfaisante, le caractère optimal de procéder à des transactions financières. Constatant que le Distributeur planifie différer 25 TWh sur la période 2013-2026, l'UMQ est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de conclure de telles transactions en 2012 dans le but de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée en 2027, alors qu'il doit optimiser les quantités d'énergie différée à chaque année d'ici là, en fonction des risques reliés à la prévision de la demande⁹¹.

[163] Bien que les transactions financières puissent être considérées comme un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée⁹², la Régie réitère que lesdites transactions représentent principalement un outil pour équilibrer, sur un horizon de long terme, le solde du compte d'énergie différée et le bilan en énergie du Distributeur⁹³.

[164] Dans la décision portant sur le Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur, la Régie soulignait que le Distributeur devait désormais démontrer les avantages nets de conclure des transactions financières avec le Producteur plutôt que de différer les quantités d'énergie visées sur une longue période, advenant qu'il envisage recourir à nouveau auxdites transactions⁹⁴, en tenant compte des prix de marché de long terme.

[165] À cet égard, la Régie note les propos du Distributeur à l'effet que la décision qu'il a prise de cesser de différer l'énergie des contrats de base et cyclable ne résulte pas d'analyses économiques, malgré les incertitudes entourant l'évolution de la demande et de l'offre⁹⁵.

⁹⁰ Pièce C-UC-0010, pages 6 à 17.

⁹¹ Pièce C-UMQ-0013, pages 11 à 15.

⁹² Décision D-2011-028, page 47.

⁹³ Décision D-2011-162, page 55.

⁹⁴ Décision D-2011-162, pages 55 et 56.

⁹⁵ Pièce B-0077, page 5.

[166] Le Distributeur semble pourtant d'avis que le risque de variation imprévue de la demande doit être pris en compte dans la décision de revendre ou non une quantité d'énergie en surplus apparaissant à son bilan énergétique. Il mentionne qu'il est prudent de repousser une revente jusqu'au moment où elle devient inévitable, car « *l'énergie vendue trop hâtivement peut occasionner des rachats plus tard à un prix plus élevé*⁹⁶ ».

[167] Or, la Régie considère que cette problématique d'incertitude se retrouve également dans le cas de la conclusion de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur. En effet, la décision de différer des quantités d'énergie une année donnée ou de conserver celles-ci pour répondre à des besoins futurs, doit reposer sur une analyse économique qui tienne notamment compte des risques de variation de la demande sur la période 2012-2027, de même que des prix anticipés de l'énergie sur les marchés à long terme.

[168] Considérant ces incertitudes et l'échéance des conventions d'énergie différée, la Régie juge qu'il s'avère plus prudent de différer l'énergie, afin de palier à d'éventuels besoins futurs.

[169] **La Régie rejette donc la demande du Distributeur de reconduire les transactions financières avec le Producteur pour l'année 2012.** Tel que demandé, elle s'attend à ce que le Distributeur dépose, lors du prochain plan d'approvisionnement, un cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières avec le Producteur, le cas échéant, qui s'inscrit dans un plan global de gestion du solde du compte d'énergie différée⁹⁷.

[170] **En conséquence, aux fins du calcul des revenus additionnels requis de l'année 2012, la Régie approuve le coût global des approvisionnements proposé par le Distributeur, en tenant compte de l'ajout de 4,2 M\$ relatif à l'EGM et du retrait de 17,3 M\$ relatif aux transactions financières avec le Producteur.**

⁹⁶ Pièce B-0066, page 36.

⁹⁷ Décision D-2011-162, page 56.

7.2 AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

Résultats et faits saillants de l'année réelle

[171] Le Distributeur propose, à l'avenir, de ne plus présenter, dans le cadre des dossiers tarifaires, les résultats et faits saillants de l'année réelle relatifs aux approvisionnements, mais uniquement d'y faire référence en déposant ceux-ci dans les rapports annuels⁹⁸.

[172] **La Régie ne retient pas la proposition du Distributeur.** Les résultats et faits saillants des approvisionnements relatifs à l'année réelle sont nécessaires pour suivre l'évolution des coûts durant les dernières années, pour constater leur tendance à court terme lorsque jumelés à ceux des années de base et témoin, mais également pour évaluer la justesse des prévisions du Distributeur quant aux coûts anticipés et aux quantités postpatrimoniales prévues.

Indicateurs du coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux

[173] Le Distributeur propose de ne plus présenter le suivi des indicateurs sur les approvisionnements de long terme pour les prochains dossiers tarifaires, car il estime que ceux-ci ont été contractés dans un contexte donné et ne peuvent être remplacés par des achats de court terme⁹⁹.

[174] L'UMQ, pour sa part, recommande que soit développé un indicateur de rendement global des approvisionnements annuels du Distributeur. Cet indicateur consisterait à calculer le coût d'approvisionnement dit idéal à partir des données horaires historiques d'une année et de le comparer au coût réellement encouru. Pour l'intervenante, un tel indicateur capterait la performance du Distributeur autant dans le cadre de ses activités de prévision que dans celles de programmation¹⁰⁰.

[175] La Régie ne retient pas la proposition de l'UMQ. Elle estime que l'indicateur proposé n'apporterait qu'une valeur ajoutée relativement faible aux outils d'évaluation de la prévision de la demande et des coûts dont disposent la Régie et les intervenants à l'heure actuelle.

⁹⁸ Pièce B-0022, page 14.

⁹⁹ Pièce B-0022, page 18.

¹⁰⁰ Pièce C-UMQ-0013, page 23.

[176] **Quant à la proposition du Distributeur, la Régie la rejette.** Les informations relatives aux achats de long terme sont présentées dans toutes les sections d'un dossier tarifaire portant sur les approvisionnements. La Régie comprend le contexte précis du Distributeur, mais les indicateurs relatifs aux achats de long terme sont une partie intégrante de l'analyse de ses activités d'approvisionnement. Ils permettent, entre autres, d'évaluer de manière comparative le caractère raisonnable des coûts et des quantités des achats de court terme et la stratégie globale d'approvisionnement du Distributeur dans un contexte donné.

Indicateur de revenu moyen de revente

[177] Le Distributeur propose de modifier l'indicateur du revenu moyen de revente en lui soustrayant les frais de réservation sur le réseau de transport et les pertes électriques. Il rappelle que l'indicateur actuel correspond au prix *Day Ahead Market* à la zone M du New York Independent System Operator, duquel sont retranchés les frais de transport et les frais de courtage¹⁰¹.

[178] À cet égard, le Distributeur réfère à l'annexe B de la pièce HQD-2, document 2, incluse au dossier tarifaire du Transporteur (R-3677-2008), où la méthodologie sous-jacente à l'établissement des indicateurs de prix de marché est présentée.

[179] À la lecture de cette pièce, la Régie remarque que les frais de transport point à point, les frais de courtage, les frais de transit sur le réseau de New York et les pertes sur le réseau de transport sont, entre autres, soustraits du prix de revente. D'ailleurs, la Régie remarque qu'il s'agit de la même méthode présente dans tous les dossiers où le calcul des coûts d'achats de court terme et des revenus de revente est présenté comme, par exemple, au dossier R-3775-2011¹⁰². **Ainsi, pour ce motif, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur.**

[180] Néanmoins, la Régie est d'avis qu'il y a lieu, d'une part, de raffiner les indicateurs de prix de marché et leur présentation et, d'autre part, de mettre à jour les composantes des différents indicateurs à chaque dossier tarifaire.

¹⁰¹ Pièce B-0022, page 19.

¹⁰² Pièce B-0005, page 34.

[181] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de présenter les indicateurs de prix de manière plus détaillée, en se basant sur les tableaux fournis dans la réponse à la question 19.3 de la Régie, aux pages 48 à 50 de la pièce B-0066 du présent dossier tarifaire.

7.3 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[182] Les achats d'électricité du Distributeur passent de 4 981,5 M\$, montant autorisé pour l'année 2011, à 5 111,1 M\$ en 2012, soit une hausse de 129,6 M\$ (2,6 %). Cette hausse s'explique par une augmentation des achats d'électricité postpatrimoniale de 78,5 M\$ et des ajustements aux contrats spéciaux de 65,0 M\$.

TABLEAU 8
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2010 (réel)</i>	<i>2011 (D-2011-028)</i>	<i>2011 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (projeté)</i>	<i>Différence 2012-2011 (D-2011-028)</i>	
Électricité patrimoniale	4 543,9	4 597,8	4 587,7	4 590,3	(7,5)	(0,2 %)
Électricité postpatrimoniale	377,8	576,4	531,4	654,9	78,5	13,6 %
Tarifs de gestion et énergie de secours	8,8	0,0	1,8	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(159,9)	(218,5)	(149,7)	(153,5)	65,0	(29,7 %)
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2008-2011	(42,0)	25,8	34,0	19,4	(6,4)	(24,8 %)
<i>Compte de pass-on 2008</i>	38,2	2,7	2,7	0,0	(2,7)	
<i>Compte de pass-on 2009</i>	(23,7)	(7,6)	(7,6)	0,0	7,6	
<i>Compte de pass-on 2010</i>	(56,5)	30,7	30,7	27,6	(3,1)	
<i>Compte de pass-on 2011</i>	0,0	0,0	8,2	(8,2)	(8,2)	
Total	4 728,6	4 981,5	5 005,2	5 111,1	129,6	2,6 %

Sources : Pièce B-0023, page 5; pièce B-0021, page 4

[183] Par ailleurs, le Distributeur demande à la Régie de refléter le solde débiteur de 27,6 M\$ et le solde créditeur de 8,2 M\$ respectivement pour les comptes de *pass-on* 2010 et 2011, dans les revenus requis de 2012.

[184] La Régie constate que la méthodologie appliquée par le Distributeur est conforme à ses décisions antérieures relatives au compte de *pass-on*.

[185] **La Régie reconnaît le solde net de 19,4 M\$ relié aux comptes de *pass-on* 2010 et 2011 inscrits à l'année témoin 2012.**

[186] **En conclusion sur les approvisionnements, la Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les achats d'électricité de 5 104,2 M\$ pour l'année témoin 2012, considérant les ajustements suivants :**

- **une hausse de 4,2 M\$ provenant de la décision D-2011-193 Motifs relative à l'EGM;**
- **une réduction de 17,3 M\$ associée aux transactions financières entre le Distributeur et le Producteur;**
- **des ajustements de contrats spéciaux totalisant un montant débiteur de**
- **6,2 M\$ découlant des modifications de la charge locale (voir sections 6.1 et 8).**

8. SERVICE DE TRANSPORT

[187] Les coûts du service de transport présentés par le Distributeur sont évalués à 2 645,0 M\$ pour 2012, tel qu'indiqué au tableau suivant :

TABLEAU 9
SERVICE DE TRANSPORT

(en M\$)	2010 (réel)	2011 (D-2011-028)	2011 (réel 4/12 - budget 8/12)	2012 (projeté)	Différence 2012-2011 (D-2011-028)	
Charge locale	2 651,4	2 690,6	2 644,6	2 702,4	11,8	0,4 %
Compte de frais reportés 2008	(0,1)	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte de frais reportés 2010	(16,2)	16,8	16,8	0,0	(16,8)	(100,0 %)
Compte de frais reportés 2011	0,0	0,0	46,0	(47,8)	(47,8)	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2007	(0,1)	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2008	(5,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2009	3,1	(21,5)	(21,5)	0,0	21,5	100,0 %
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2010	0,0	(26,0)	(26,0)	(1,2)	24,8	95,4 %
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2011	0,0	0,0	0,0	(8,4)	(8,4)	
Total	2 632,6	2 659,9	2 659,9	2 645,0	(14,9)	(0,6 %)

Source : Pièce B-0021, page 4

Charge locale

[188] Conformément à la décision D-2007-12¹⁰³, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2012. Dans ce dernier dossier, le Transporteur estime à 2 702,4 M\$¹⁰⁴ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

[189] Dans sa décision D-2011-195¹⁰⁵, la Régie déclare provisoires, à compter du 1^{er} janvier 2012, les tarifs des services de transport d'électricité proposés par le Transporteur. La charge locale a été révisée à 2 650,8 M\$¹⁰⁶, tenant compte de la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres à partir des données du *Consensus Forecasts* de novembre 2011, soit une réduction de 51,6 M\$.

¹⁰³ Dossier R-3610-2006, page 21.

¹⁰⁴ Dossier R-3777-2011, pièce B-0029, page 8 (l'écart de 0,2 M\$ avec le tarif de transport intégré au présent dossier est attribuable aux délais de préparation des dossiers tarifaires respectifs).

¹⁰⁵ Dossier R-3777-2011.

¹⁰⁶ Dossier R-3777-2011, pièce B-0089, page 5.

[190] Lors de l'examen de la présente demande, il a été question de tenir compte de cette décision interlocutoire pour établir le coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin lorsque la décision finale sur la demande tarifaire du Transporteur n'est pas rendue avant la décision tarifaire du Distributeur. L'écart entre les coûts de transport provisoires et ceux autorisés serait porté au compte de frais reportés et intégré dans les revenus requis de l'année suivante avec intérêt. Le Distributeur est favorable à cette approche¹⁰⁷.

[191] La Régie demande au Distributeur d'ajuster, à partir du présent dossier et par la suite, son coût de transport en tenant compte de la décision interlocutoire rendue par la Régie relative à la demande tarifaire du Transporteur.

[192] La Régie reconnaît, à titre de coûts pour l'alimentation de la charge locale, pour l'année témoin 2012, le montant de 2 641,3 M\$, considérant les ajustements suivants :

- **une réduction de 9,5 M\$ provenant de la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS (voir section 6.1);**
- **une réduction de 51,6 M\$ provenant de la décision D-2011-195 rendue dans le dossier tarifaire du Transporteur (R-3777-2011).**

[193] Dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année tarifaire 2012-2013 est rendue en temps opportun pour permettre au Distributeur de déposer, au plus tard le **16 mars 2012, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans le présent dossier, **la Régie autorise le Distributeur à refléter tout ajustement de la facture de la charge locale à ses revenus requis de 2012¹⁰⁸. Tout ajustement sera appliqué directement aux tarifs.**

Compte de frais reportés 2011

[194] Le Distributeur indique que pour l'année 2011, le tarif autorisé pour la charge locale du Transporteur applicable à compter du 1^{er} janvier 2011 s'établit à 2 644,6 M\$¹⁰⁹. Cependant, en conformité avec la décision D-2011-028 de la Régie, le Distributeur a tenu

¹⁰⁷ Pièce B-0104, page 15.

¹⁰⁸ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, pages 18 et 19.

¹⁰⁹ Décision D-2011-039, dossier R-3738-2010, page 114.

compte d'un montant de 2 690,6 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2011 du dossier tarifaire 2011-2012. Conséquemment, un montant créditeur de 46,0 M\$ correspondant à cet écart est versé au compte de frais reportés hors base pour l'année 2011, auquel s'ajoutent des intérêts créditeurs de 1,8 M\$.

[195] Le Distributeur verse donc le solde du compte de frais reportés au 31 décembre 2011 au montant créditeur de 47,8 M\$, dans les revenus requis de l'année 2012.

[196] La Régie constate que cette méthodologie est conforme à la décision D-2007-12¹¹⁰.

[197] La Régie accepte la disposition du compte de frais reportés de transport de 2011 au montant créditeur de 47,8 M\$ pour l'année témoin 2012.

Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur

[198] Le Distributeur demande d'imputer, en diminution du coût du service de transport de l'année témoin 2012, des montants de 1,2 M\$ et 8,4 M\$ provenant respectivement des ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur des années 2010 et 2011.

[199] La Régie constate que ce traitement réglementaire est conforme à la décision D-2008-024¹¹¹.

[200] La Régie accepte que les coûts du service de transport de l'année témoin 2012 dans le présent dossier tiennent compte des montants créditeurs de 1,2 M\$ et de 8,4 M\$ provenant respectivement des ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur des années 2010 et 2011.

¹¹⁰ Dossier R-3610-2006, page 21.

¹¹¹ Dossier R-3644-2007, pages 17 et 18.

9. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

9.1 BALISAGE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

[201] Le Distributeur présente le suivi de douze indicateurs d'efficacité interne, dont huit qu'il privilégie. L'objectif pour le Distributeur 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 service¹¹².

[202] L'ACEFO constate que l'indicateur global « Charges nettes d'exploitation par abonnement » affiche une augmentation de 2 % par rapport à sa valeur en 2011, pratiquement la même augmentation que l'indicateur « Coût total Distribution » et « Services à la clientèle » (SALC) par kWh normalisé. Selon l'intervenante, ces deux taux, calculés sur la période 2003-2012, dépassent même l'inflation. L'intervenante en conclut que ces indicateurs devraient, en raison de la structure monopolistique du Distributeur, évoluer à la baisse, traduisant ainsi le rendement d'échelle croissant de l'activité du secteur¹¹³.

[203] La Régie comprend de la preuve du Distributeur que l'indicateur des charges d'exploitation nettes Distribution par abonnement présente une croissance de 1,9 % sur la période 2008-2012 principalement en raison de la croissance des charges associées au programme d'inspection et de retraitement des poteaux de bois¹¹⁴.

[204] Le balisage incite le Distributeur, d'une part, à mieux contrôler l'évolution de ses charges tout en maintenant une qualité de service satisfaisante. D'autre part, il permet à la Régie d'évaluer le caractère raisonnable de la croissance des revenus requis du Distributeur.

¹¹² Pièce B-0026, pages 5 et 29.

¹¹³ Pièce C-ACEFO-0007, page 16.

¹¹⁴ Pièce B-0026, page 6.

Indicateurs de qualité de service

[205] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2006 à 2010, soit une période mobile de cinq ans, ainsi que les résultats du premier semestre de 2011. Conformément à la décision D-2011-028¹¹⁵, le Distributeur présente distinctement un indice de satisfaction pour les « Clients résidentiels » et un indice pour les clients « Grands comptes et Affaires-autres ». De même, il présente des indicateurs de délai moyen de réponse téléphonique distincts pour les clientèles résidentielle et commerciale.

[206] Le Distributeur note globalement une amélioration de la satisfaction en 2011, tant pour les clients résidentiels que pour les clients « Grands comptes et Affaires-autres ». Par ailleurs, avec un indice de continuité brut de 201 minutes par client, le Distributeur estime que la performance du réseau de distribution en 2011 est l'une des meilleures des dix dernières années.

[207] Le Distributeur ajoute que la réponse aux demandes d'alimentation se situe dans les délais convenus, les performances de 2009 jusqu'au début de 2011 se situent à un niveau comparable à celles réalisées avant 2005, année du début de l'implantation du système d'information clientèle (SIC). La performance du Distributeur en ce qui a trait au délai moyen de raccordement passe de 10,5 à 11,7 jours. Le Distributeur attribue ce recul au fait qu'il procède, depuis le début de l'année, à la fermeture de certaines demandes qui étaient demeurées ouvertes dans ses systèmes alors que les raccordements au réseau étaient complétés. Ce geste administratif dégrade l'indicateur, mais n'aurait pas d'impact réel sur la qualité du service.

[208] La performance de l'activité « relève de compteurs » pour le premier semestre de 2011 affiche sensiblement le même résultat qu'en 2008 et 2009 pour la même période, mais est plus faible qu'en 2010, compte tenu des conditions climatiques particulièrement favorables au début de l'année 2010. Pour le délai moyen de réponse téléphonique, le Distributeur présente un résultat plus élevé qu'en 2010, mais vise toujours à atteindre une performance comparable à celle de 2010, notamment grâce à une plus grande utilisation des libres-services par les clients.

¹¹⁵ Dossier R-3740-2010, paragraphes 201 et 204.

9.2 BALISAGE EXTERNE DU DISTRIBUTEUR

[209] Le Distributeur présente au dossier les résultats de l'exercice de balisage réalisé en 2010 ayant trait aux activités de services à la clientèle de l'année 2009. Conformément à la décision D-2011-028, le Distributeur entend présenter dans le dossier tarifaire 2013-2014 les résultats de l'exercice de balisage réalisé en 2011 ayant trait aux activités de réseau de distribution de 2010¹¹⁶.

[210] Au chapitre des activités de services à la clientèle, le Distributeur détaille les résultats de balisage pour les indicateurs de coûts et de rapidité de la réponse téléphonique ainsi que pour six autres indicateurs de qualité du service ayant trait à la facturation et au recouvrement des sommes dues. Les résultats de 2007 et 2009 proviennent des exercices menés par la firme First Quartile Consulting, alors que ceux de 2005 sont issus de l'exercice de balisage réalisé par la firme PA Consulting. Le Distributeur note que le nombre de participants varie année après année. Il indique qu'en 2005, le programme comptait 27 participants alors qu'en 2009, il en comptait 14.

9.2.1 INDICATEUR DE COÛTS

[211] Les résultats de l'indicateur de coûts du Distributeur sont présentés ci-après et comparés à ceux de la moyenne des entreprises participantes aux exercices de balisage externe. L'indicateur de coût, mesuré par le ratio des dépenses d'exploitation par abonnement, enregistre une amélioration de sa performance en 2009, comparée à la moyenne, par rapport aux années 2005 et 2007.

¹¹⁶ Pièce B-0026, page 13.

TABLEAU 10
DÉPENSES EN EXPLOITATION PAR ABONNEMENT (\$US)

	<i>2005</i>	<i>2007</i>	<i>2009</i>
HQD	60	49	57
Moyenne des entreprises	57	44	55
Écart	3	5	2

Source : Pièce B-0026, page 11

[212] Le Distributeur indique que la baisse marquée des coûts en 2007 coïncide avec le changement de firmes pour la réalisation des exercices de balisage, tandis que la hausse en 2009 s'explique par la hausse des dépenses reliées aux mauvaises créances.

9.2.2 INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE

[213] Les résultats du balisage lié à la qualité de service sont présentés pour trois sous-processus des services à la clientèle au tableau 11.

[214] Le Distributeur présente une performance sous la moyenne des entreprises participantes en 2009 pour le délai moyen de réponse et le taux d'abandon qui atteignent 195 secondes et 15 % respectivement. Le Distributeur rappelle que la réponse téléphonique a grandement été affectée par l'implantation du système SIC de 2005 à 2008 et estime que sa performance est en redressement depuis 2009¹¹⁷.

¹¹⁷ Pièce B-0026, page 12.

TABLEAU 11
INDICATEURS DE RÉPONSE TÉLÉPHONIQUE

	<i>2009</i>	
	<i>Moy</i>	<i>HQD</i>
Délai moyen de réponse (sec)	80	195
Résolution au premier appel	76 %	75 %
Taux d'abandon	8 %	15 %

Source : Pièce B-0026, page 12

[215] Le Distributeur présente un taux de factures émises de façon électronique plus élevé que la moyenne en 2009, mais un taux relativement constant de factures estimées depuis 2005. Il est d'avis que la réalisation du projet LAD aura pour effet d'améliorer la performance du Distributeur de façon très significative à cet égard. Enfin, la proportion des factures ajustées après leur envoi au client est comparable à la moyenne des participants en 2009.

[216] Le Distributeur rappelle qu'il procède à l'interruption de service électrique en dernier recours, ce qui lui permet d'obtenir un taux de débranchement pour non paiement de 0,6 %, ce qui est inférieur au taux des autres entreprises.

TABLEAU 12
INDICATEURS DE FACTURATION ET DE RECOUVREMENT

	<i>2009</i>	
	<i>Moy</i>	<i>HQD</i>
Facturation		
% factures électroniques	8,4 %	9,5 %
% des factures estimées	2,0 %	3,5 %
% des factures ajustées après envoi au client	0,7 %	0,7 %
Recouvrement		
% des clients interrompus (rés.)	5 %	0,6 %

Source : Pièce B-0026, page 12

9.3 PLAN INTÉGRÉ D'AMÉLIORATION DE L'EFFICIENCE

[217] Dans sa décision D-2011-028, la Régie demandait au Distributeur de présenter un plan d'ensemble qui soit davantage en lien avec les différents indicateurs de balisage compilés tant à l'interne qu'à l'externe, ainsi qu'avec les stratégies et les objectifs relatifs aux deux grands axes d'analyse de sa performance, soit le contrôle des charges et l'amélioration de la qualité du service¹¹⁸.

[218] Le Distributeur présente un plan intégré d'amélioration de l'efficacité s'appuyant sur sa stratégie d'efficacité exposée au dossier tarifaire 2007-2008 et reprise année après année depuis¹¹⁹.

[219] L'UMQ note que le Distributeur n'a pas été en mesure de présenter un plan d'ensemble qui correspond à la demande de la Régie. L'intervenante soumet qu'il y a lieu, dans les prochains dossiers tarifaires, de jeter un regard neuf tant sur les indices de qualité de service que sur les indicateurs de coûts. Selon l'intervenante, les premiers vont être affectés par le projet LAD ainsi que par le projet d'optimisation des systèmes clientèles (OSC). Les seconds indices le seront par le changement de référentiel comptable¹²⁰.

[220] La Régie prend acte des actions de gestion courante et des actions structurantes, des activités et des gains mentionnés par le Distributeur ayant trait à l'amélioration de son efficacité.

[221] La Régie juge, cependant, que le plan d'amélioration de l'efficacité présenté par le Distributeur est incomplet.

[222] La Régie réitère sa demande au Distributeur de présenter un plan d'ensemble permettant, notamment, d'associer les objectifs et les stratégies relatifs aux deux grands axes d'analyse de sa performance ainsi que les principaux moyens pour y parvenir, en lien avec les différents indicateurs de balisage compilés tant à l'interne qu'à l'externe.

¹¹⁸ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 57.

¹¹⁹ Pièce B-0026, page 13.

¹²⁰ Pièce C-UMQ-0012, page 15.

9.4 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[223] Le Distributeur indique qu'en 2011, des ajustements, n'ayant globalement aucun impact sur ses revenus requis, ont été apportés à la structure organisationnelle d'Hydro-Québec. Ces transferts affectent toutefois la comparabilité des charges de services partagés sur la période 2010-2012.

[224] La croissance annuelle moyenne des charges de services partagés, en dollars par abonnement, est de 5,3 % pour la période 2008-2012 alors que l'inflation est de 1,5 % pour la même période.

[225] Les principales hausses des charges de services partagés entre l'année témoin 2012 et les montants autorisés par la décision D-2011-028 ajustée proviennent du « groupe Technologie » (+8,1 %) et du groupe « Unités corporatives » (+7,0 %) ¹²¹.

[226] Le Distributeur indique que l'augmentation des charges pour le « groupe Technologie » est essentiellement attribuable à l'imputation, aux charges d'exploitation, des coûts du PGEÉ relatifs à la maintenance informatique et aux projets d'innovation technologique découlant du passage aux IFRS au 1^{er} janvier 2012, à la croissance des besoins en technologie de l'information associés au projet OSC ainsi qu'à la progression des coûts de télécommunication découlant du projet d'automatisation du réseau de distribution. Pour les unités corporatives, l'augmentation s'explique principalement par une augmentation des coûts de formation pour, entre autres, les métiers de première ligne et par l'indexation des coûts prévus des activités courantes ¹²².

[227] La Régie est satisfaite des explications données par le Distributeur en ce qui a trait au résultat des indicateurs d'efficacité des fournisseurs internes.

9.5 EFFICIENCE DU CENTRE DES SERVICES PARTAGÉS

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

¹²¹ Pièce B-0029, page 9.

¹²² Pièce B-0067, page 73.

TABLEAU 13
INDICATEURS D'EFFICIENCE DU CSP

	<i>2012</i>	<i>Croissance annuelle moyenne 2008-2012</i>
Coût d'exploitation (\$) / m ²	121,8	-0,4 %
Taux d'inoccupation (%)	0,1	-
Coût d'entretien (\$) / Véhicules équivalents	3 283	2,1 %
Coût de gestion CSP (\$) / Matériel consommé (\$)	0,13	-3,2 %

Source : Pièce B-0030, page 9

[229] Parmi les indicateurs d'efficacité du CSP pour la période de 2008 à 2012, seul le ratio du coût d'entretien par véhicule affiche une croissance annuelle moyenne positive.

[230] La Régie note que le Distributeur a déposé un plan de balisage pour les activités relevant du CSP ainsi qu'un échéancier prévoyant un dépôt à la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014.

[231] La Régie prend acte de la performance du CSP.

9.6 EFFICIENCE DU GROUPE TECHNOLOGIE

[232] Le Distributeur indique que le « groupe Technologie » a fait l'objet de certains ajustements organisationnels au cours de la dernière année.

[233] En juin 2010, le « groupe Technologie » a transféré les activités de l'unité Gestion déléguée de la direction Centre de compétences SAP à la vice-présidence Ressources humaines. En février 2011, afin d'assurer une complémentarité optimale entre les technologies de l'information et l'évolution du réseau de distribution, les activités de la direction Technologies de l'information et projets de la vice-présidence Réseau de distribution ont été transférées à la Direction principale Technologie de l'information du

« groupe Technologie ». Compte tenu de l'échéancier lié au dépôt de la demande tarifaire et du fait que ces changements organisationnels n'entraînent aucun impact sur les revenus requis des clients réglementés, ils n'ont pas été reflétés dans le présent dossier¹²³.

[234] Le Distributeur présente les résultats de l'efficacité du « groupe Technologie ». Le Coût moyen de téléphonie par effectif et le Coût moyen d'utilisation du service d'accès réseau (SAR) par effectif présentent des croissances annuelles moyennes de 1,2 % et 1,3 % respectivement entre 2008 et 2012¹²⁴.

TABLEAU 14
INDICATEURS D'EFFICIENCE DU GROUPE TECHNOLOGIE

	<i>Croissance annuelle moyenne 2008-2012</i>
Coût moyen de téléphonie par effectif (\$)	1,2 %
Coût moyen d'utilisation SAR par effectif (\$)	1,3 %
Coût moyen de support et d'exploitation par ordinateur (\$)	-1,0 %

Source : Pièce B-0031, pages 13, 14 et 15

[235] La Régie prend acte des résultats de l'efficacité du « groupe Technologie ».

9.6.1 BALISAGE DU GROUPE TECHNOLOGIE

[236] Le Distributeur présente le résultat de l'exercice de balisage portant sur les activités de la direction Gestion des infrastructures technologiques (DGIT) et découlant de l'engagement pris par le « groupe Technologie » lors du dépôt du dossier tarifaire 2010-2011¹²⁵.

¹²³ Pièce B-0031, page 5.

¹²⁴ Pièce B-0031, pages 13 et 14.

¹²⁵ Dossier R-3708-2009, pièce HQD-7, document 7.

[237] L'étude de balisage effectuée de septembre 2008 à janvier 2009 a été réalisée par une firme externe. De plus, la portée du balisage vise les services rendus par la direction pour l'ensemble des activités d'Hydro-Québec et ne porte pas spécifiquement sur la prestation de service offert au Distributeur. Le groupe de comparaison était constitué, selon l'indicateur, de cinq ou six entreprises performantes du secteur des services publics dont les activités en technologies de l'information sont comparables à celles d'Hydro-Québec.

[238] La Régie note les résultats partiels présentés par le Distributeur ainsi que les pistes d'amélioration que le balisage a permis d'identifier au niveau des processus et de la gestion des actifs technologiques. La Régie prend acte du fait que le « groupe Technologie » a depuis lors entrepris des actions visant à améliorer la situation qui prévalait en 2008.

[239] La Régie note également que les résultats du balisage pour l'indice de performance « coût/appel » de la DGIT seront déposés dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014. En ce qui a trait au Centre de compétences SAP, l'objet du balisage reste à définir en raison des changements organisationnels dont le Distributeur fait état.

9.7 CONCLUSION SUR L'EFFICIENCE ET LA PERFORMANCE

[240] La Régie utilise le balisage afin d'évaluer l'évolution de la performance du Distributeur par rapport à la croissance de ses revenus requis. Les résultats des indicateurs de balisage, tant interne qu'externe, lui permettent d'analyser l'évolution des coûts de distribution et de services à la clientèle, dont plus particulièrement les charges d'exploitation.

[241] Ainsi, pour évaluer le caractère raisonnable de la croissance des charges du Distributeur, les résultats des indicateurs d'efficacité sont ultimement comparés au taux d'inflation, tel que le fait le Distributeur lorsqu'il s'engage à contenir la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans.

[242] La Régie constate que l'objectif de performance du Distributeur de maintenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans n'est atteint que partiellement. La Régie note en effet que six des huit indicateurs d'efficacité du Distributeur affichent une croissance inférieure à l'inflation

qui s'établit à 1,5 % sur la période. Quant aux indicateurs « Coût total SALC par abonnement » et « Charge d'exploitation nette SALC par abonnement » du processus SALC qui affichent des hausses respectives de 9,2 % et 7,3 % entre 2011 et 2012, la Régie est satisfaite des explications du Distributeur qui attribuent l'essentiel de ces augmentations au versement du solde du compte de frais reportés hors base associé au projet OSC qui intègre les dépenses de 2010 et de 2011.

[243] La Régie retient que le Distributeur présentera dans le dossier tarifaire 2013-2014 les résultats de l'exercice de balisage réalisé en 2011 relativement aux activités de réseau de distribution de 2010.

[244] La Régie prend note que les résultats de balisage pour l'indice de performance « coût/appel » de la DGIT seront disponibles au 3^e trimestre 2012 et seront déposés dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014.

10. COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE

[245] Les coûts de distribution et SALC totalisent 3 161,8 M\$ pour l'année témoin 2012 et sont en hausse de 101,0 M\$ (3,3 %) par rapport au montant autorisé pour 2011.

TABLEAU 15
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2010 (réel)</i>	<i>2011 (D-2011-028)</i>	<i>2011 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (projeté)</i>	<i>Différence 2012-2011 (D-2011-028)</i>	
Charges d'exploitation	1 295,8	1 331,5	1 328,7	1 382,0	50,5	3,8 %
Autres charges	977,2	974,7	962,2	1 054,2	79,5	8,2 %
Coût du capital	913,6	754,6	738,6	725,6	(29,0)	(3,8 %)
Total	3 186,6	3 060,8	3 029,5	3 161,8	101,0	3,3 %

Sources : Pièce B-0025, page 5; pièce B-0146, page 3

10.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[246] Les charges d'exploitation s'élèvent à 1 382,0 M\$ pour l'année témoin 2012, soit une hausse de 50,5 M\$ (3,8 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2011.

TABLEAU 16
CHARGES D'EXPLOITATION

(en M\$)	2010 (réel)	2011 (D-2011-028) ajustée ⁽¹⁾	2011 (réel 4/12 - budget 8/12)	2012 (projeté)	Différence 2012-2011 (D-2011-028)	
Charges brutes directes	1 117,7	1 155,6	1 144,7	1 192,1	36,5	3,2 %
Masse salariale	679,7	759,3	762,9	710,8	(48,5)	(6,4 %)
Autres charges directes	438,0	396,3	381,8	481,3	85,0	21,4 %
Charges de services partagés	486,9	502,7	516,7	521,9	19,2	3,8 %
Coûts capitalisés	(340,2)	(365,8)	(370,6)	(368,4)	(2,6)	0,7 %
Frais corporatifs	31,4	39,0	37,9	36,4	(2,6)	(6,7 %)
Total	1 295,8	1 331,5	1 328,7	1 382,0	50,5	3,8 %

Source : Pièce B-0025, page 5

Note 1: Décision D-2011-028 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 17,9 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

Masse salariale de -10,2 M\$ (pièce B-0027, page 5);

Autres charges directes de -1,1 M\$ (pièce B-0028, page 3);

Charges de services partagés de 11,3 M\$ (pièce B-0029, page 6)

[247] Dans une perspective d'amélioration de son efficacité organisationnelle, Hydro-Québec a procédé, en 2010, à certains regroupements d'activités qui, auparavant, étaient décentralisées, notamment chez le Distributeur. Les données de l'année historique 2010, celles de l'année de base 2011 ainsi que celles de l'année témoin 2012 du présent dossier reflètent ces changements. Les données autorisées en 2011 ont également été ajustées. En 2011, d'autres ajustements ont eu une incidence pour le Distributeur mais n'ont pas été reflétés dans le présent dossier, en raison des échéanciers liés au dépôt de la demande tarifaire. Tous ces transferts, qu'ils soient reflétés ou non, n'ont globalement aucun impact sur les revenus requis du Distributeur, puisqu'une diminution de la masse salariale (et des autres coûts y afférents) est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées.

[248] Dans sa décision D-2011-028¹²⁶, la Régie demandait au Distributeur de rendre compte des gains d'efficacité découlant des ajustements organisationnels. À cet effet, il souligne ne pas quantifier ni suivre, de façon spécifique, les gains pouvant être réalisés, lesquels sont captés dans les revenus requis par le biais des gains d'efficacité découlant des actions de gestion courante. Le Distributeur fait le suivi de l'efficacité des services achetés auprès de ses fournisseurs internes par le biais des indicateurs¹²⁷.

10.1.1 CHARGES BRUTES DIRECTES

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

Masse salariale

[250] La masse salariale s'établit à 710,8 M\$ en 2012, en baisse de 48,5 M\$ (-6,4 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2011.

[251] Cette baisse provient d'une diminution des avantages sociaux pour un montant de 59,6 M\$ et s'explique principalement par une baisse du coût de retraite de 22,2 M\$ et du compte d'écart de coût de retraite de 31,3 M\$ pour la masse salariale (voir section 10.1.5.2).

[252] En faisant abstraction de la baisse des avantages sociaux, la masse salariale serait en hausse de 11,1 M\$ (1,9 %) par rapport au montant autorisé en 2011. Cette hausse s'explique par la croissance des salaires de base de 9,1 M\$ (1,8 %), attribuable aux augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail, à la progression salariale des employés et à l'évolution des effectifs.

[253] Le nombre d'équivalents à temps complet (ETC) du Distributeur s'élève à 7 603 en 2012, soit une baisse de 65 ETC (5,6 M\$) par rapport au nombre autorisé pour l'année 2011, ajusté de -108 ETC dû aux transferts organisationnels. Cette baisse s'explique par l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance de 88 ETC

¹²⁶ Dossier R-3740-2010, page 67.

¹²⁷ Pièce B-0010, page 6.

compensée en partie par la variation des effectifs découlant des « éléments spécifiques » de 23 ETC.

[254] Cependant, la Régie note que le nombre d'ETC en 2012 est en baisse de 27 par rapport à l'année historique 2010, reflétant une amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance de 118 ETC sur une période de deux ans¹²⁸.

[255] Le Distributeur précise que l'évolution des ETC s'inscrit plus globalement dans un contexte de départs à la retraite, lesquels doivent être traités différemment selon qu'il s'agisse de ses activités liées au réseau de distribution ou de ses activités liées au service à la clientèle.

[256] L'ACEFQ et l'UMQ se questionnent sur l'impact des départs à la retraite sur la masse salariale, notamment en raison de leur remplacement par des employés ayant des salaires inférieurs.

[257] Le Distributeur soumet à nouveau à la Régie qu'il ne peut isoler l'impact monétaire des départs à la retraite et du rajeunissement de la main-d'œuvre, puisque les variations de la masse salariale peuvent être dues à plusieurs facteurs dont, entre autres, le renouvellement de la main-d'œuvre, les mouvements de personnel, les progressions salariales, les changements aux conditions de travail, le respect des conventions collectives et les réévaluations d'emploi. Dans ce contexte, l'impact des départs à la retraite s'inscrit dans une stratégie de gestion globale de la main-d'œuvre et peut difficilement être évalué¹²⁹.

Autres charges directes

[258] Les autres charges directes totalisent 481,3 M\$ en 2012, soit une hausse de 85,0 M\$ (21,4 %) par rapport au montant autorisé en 2011. Si on exclut les coûts relatifs aux éléments spécifiques¹³⁰, qui s'élèvent à 124,0 M\$ en 2012 et à 47,1 M\$ selon le montant autorisé en 2011, les autres charges directes auraient affiché une hausse de 2,3 %. Cette hausse s'explique essentiellement par la croissance normale des coûts découlant de l'inflation.

¹²⁸ Pièce B-0104, page 27, tableau R-10.3.

¹²⁹ Pièce B-0027, page 9.

¹³⁰ Pièce B-0025, annexe B, pages 25 et 27.

[259] Quant à la hausse de 76,9 M\$ associée aux éléments spécifiques, elle est principalement attribuable aux charges reliées au PGEÉ et aux projets OSC, CATVAR (contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive) et LAD.

[260] Certains intervenants se questionnent sur le niveau des coûts projetés en 2012 pour les services professionnels et les autres services externes. La FCEI et l'UMQ recommandent respectivement une réduction de l'ordre de 2 M\$ et de 10 M\$.

[261] La Régie constate, tel qu'indiqué au tableau 17, une surestimation des coûts des services professionnels et des autres services externes entre le montant autorisé et le réel, d'en moyenne 7,4 M\$ sur la période 2006 à 2010.

TABLEAU 17
ÉVOLUTION DES COÛTS DES SERVICES PROFESSIONNELS
ET AUTRES SERVICES EXTERNES SUR LA PÉRIODE 2006-2012

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2006	63,2	62,4	56,4	(6,8)	(10,8 %)
2007	69,5	61,5	56,8	(12,7)	(18,3 %)
2008	63,2	67,2	69,2	6,0	9,5 %
2009	79,0	72,0	60,3	(18,7)	(23,7 %)
2010	73,3	75,6	68,3	(5,0)	(6,8 %)
2011	84,2	89,0			
2012	138,7				

Sources : Pièce B-1, HQD-7, document 5, page 3, des dossiers R-3579-2005, R-3610-2006, R-3644-2007 et R-3677-2008;

pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3, des dossiers R-3708-2009 et R-3740-2010; pièce B-0028, page 3

[262] La Régie note que les coûts des services professionnels et des autres services externes proviennent, d'une part, des éléments spécifiques et, d'autre part, des activités de base.

[263] Ces coûts associés aux activités de base sont en hausse de 9,4 M\$ (15,4 %) par rapport à l'année historique 2010. Le Distributeur explique cet écart par des hausses de 4,3 M\$, associée à certains projets, et de 2,6 M\$, reliée à l'inflation. Il indique que l'écart résiduel de 2,5 M\$ correspond à un budget supplémentaire alloué aux coûts des services professionnels et autres services externes, sans plus de justification¹³¹.

[264] Ainsi, relativement aux coûts des services professionnels et des autres services externes, considérant la surestimation moyenne de 7,4 M\$ sur la période 2006-2010 et l'absence de justification appropriée pour l'écart résiduel de 2,5 M\$ sur les activités de base, la Régie est d'avis que ce budget est surestimé. Elle réduit celui-ci de 3 M\$, pour un budget autorisé de 6,4 M\$.

10.1.2 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

[265] Les charges de services partagés sont de 521,9 M\$ en 2012, en hausse de 19,2 M\$ (3,8 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2011.

[266] En faisant abstraction de la baisse du coût de retraite de 4,7 M\$ et du compte d'écarts du coût de retraite de 6,9 M\$ pour les charges de services partagés (voir section 10.1.5.2), la hausse s'élèverait à 30,8 M\$. Cette hausse est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une croissance des coûts relatifs aux éléments spécifiques¹³² pour un montant de 14,4 M\$, principalement attribuable aux charges reliées au PGEÉ et aux projets OSC et CATVAR;
- une augmentation de la facturation des unités corporatives découlant principalement des coûts de formation à la suite de l'embauche de monteurs de lignes;
- une croissance normale des coûts découlant de l'inflation.

¹³¹ Pièce B-0104, pages 30 et 31.

¹³² Pièce B-0025, annexe B, pages 25 et 27.

[267] L'AQCIE/CIFQ soumet qu'en raison d' « ajustements organisationnels », plusieurs des rubriques que l'on retrouve dans le présent dossier pour les résultats réels 2010 ne concordent pas avec celles de l'année témoin 2010. Le détail de ces résultats aux prévisions ne peut donc pas être comparé.

[268] L'ACEFQ, dans sa plaidoirie, recommande que la Régie exige du Distributeur que les gains d'efficacité des services partagés et corporatifs soient mieux précisés et planifiés à moyen et long terme.

[269] La Régie demande au Distributeur de quantifier et d'expliquer de façon détaillée les écarts constatés dans la rubrique charges de services partagés lors du prochain dossier tarifaire.

10.1.3 COÛTS CAPITALISÉS

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

[271] Les coûts capitalisés sont de 368,4 M\$ en 2012, en hausse de 2,6 M\$ (0,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2011.

10.1.4 FRAIS CORPORATIFS

[272] 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.

TABLEAU 18
ÉVOLUTION DES FRAIS CORPORATIFS DU DISTRIBUTEUR SUR LA PÉRIODE 2006-2012

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2006	36,9	37,2	34,3	(2,6)	(7,0 %)
2007	39,5	39,5	36,0	(3,5)	(8,9 %)
2008	40,9	41,5	36,3	(4,6)	(11,2 %)
2009	41,9	40,2	32,1	(9,8)	(23,4 %)
2010	43,9	37,4	31,4	(12,5)	(28,5 %)
2011	39,0	36,9 ⁽¹⁾			
2012	37,5 ⁽¹⁾				

Sources : Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, page 43; décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, page 48; décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 51; décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 57; décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, pages 66 et 72; pièce B-0034, page 4

Note 1: Les frais corporatifs de l'année de base 2011 et de l'année témoin 2012 ne tiennent pas compte des impacts du compte d'écarts du coût de retraite.

[273] Dans sa décision D-2011-028¹³³, considérant que les frais corporatifs réels des années 2005-2009 se sont avérés inférieurs à chaque année à ceux autorisés, la Régie demandait au Distributeur de les réduire, pour l'année témoin 2011, d'un montant de 3,0 M\$, pour les établir à 39,0 M\$. Préoccupée par l'envergure et la croissance des frais corporatifs imputés au Distributeur, la Régie lui demandait également d'analyser la possibilité d'introduire des paramètres ou tout autre mécanisme approprié pour en contenir la croissance.

[274] En faisant abstraction des impacts du compte d'écarts du coût de retraite¹³⁴, la quote-part des frais corporatifs du Distributeur est évaluée à 37,5 M\$ en 2012 comparativement à 36,9 M\$ pour l'année de base 2011 et à 31,4 M\$ pour l'année historique 2010. Le Distributeur indique qu'en excluant la charge du coût de retraite, la hausse des frais corporatifs 2012 par rapport à l'année de base 2011 a été contenue à 1,5 %.

¹³³ Dossier R-3740-2010, page 72.

¹³⁴ L'impact du compte d'écarts du coût de retraite est de 1,0 M\$ (débit) pour l'année de base 2011 et de 1,1 M\$ (crédit) pour l'année témoin 2012.

[275] Certains intervenants jugent déraisonnable la prévision 2012 du Distributeur à ce chapitre. L'ACEFQ recommande de fixer la prévision 2012 au niveau du montant de 31,4 M\$ pour l'année historique 2010 ou, à tout le moins, au niveau de 36,9 M\$ pour l'année de base 2011, réduit d'un gain d'efficience de 2,5 %.

[276] Considérant que la dépense réelle pour les six premiers mois de l'année est 5 M\$ plus basse que celle de 2010 pour la même période, que les dépenses réelles présentent une tendance à la baisse et eu égard à la difficulté du Distributeur à estimer correctement les frais corporatifs, la FCEI propose d'établir ces frais à 30,4 M\$. Ce montant est établi en partant de l'année de base 2011, majoré d'une hausse de 1,5 % et en considérant le coût de retraite.

[277] L'UC recommande de rejeter la demande d'inclusion de la quote-part des frais corporatifs du Distributeur à ses revenus requis de l'année témoin 2012. Elle propose que la prévision 2012 soit établie à partir du montant de l'année historique 2009 (32,1 M\$), majoré de l'inflation des années 2010 et 2011, et réduit de l'écart cumulatif entre les montants autorisés et réels des cinq dernières années historiques (-33,0 M\$).

[278] En ce qui a trait à cette proposition, la Régie est d'avis qu'une réduction des revenus requis de l'année témoin 2012 visant à récupérer les écarts observés dans les dossiers tarifaires antérieurs constituerait de la régulation à effet rétroactif et ne peut, en conséquence, être retenue.

[279] La Régie constate, au tableau 18, une surestimation des frais corporatifs du Distributeur sur la période 2006-2010 entre le montant autorisé et le réel, soit une moyenne de 6,6 M\$.

[280] De plus, la Régie note que la quote-part des frais corporatifs du Distributeur est en hausse de 6,1 M\$ (19,4 %) par rapport au montant de l'année historique 2010, soit une hausse supérieure à l'inflation.

[281] Le Distributeur explique¹³⁵ que l'augmentation de 6,1 M\$ est causée principalement par une hausse de 1,9 M\$ du coût de retraite, par le report de projets pour 1,6 M\$ ainsi que par la hausse des coûts des activités opérationnelles (incluant l'indexation) de 2,6 M\$. Il mentionne que compte tenu de la variété et du nombre de

¹³⁵ Pièce B-0104, pages 34 et 35.

projets constituant les activités opérationnelles, il est impossible de distinguer le niveau de charges récurrentes de celles qui sont non récurrentes.

[282] Ainsi, considérant la hausse importante par rapport à l'année historique 2010, la Régie juge le montant demandé déraisonnable. Partant du montant de l'année historique 2010, majoré de l'inflation pour les années 2011 et 2012 et en considérant le coût de retraite, la Régie juge raisonnable d'établir la prévision 2012 à 34,5 M\$.

[283] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire ses frais corporatifs pour l'année témoin 2012 d'un montant de 3 M\$.

10.1.5 APPROCHE GLOBALE

[284] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale.

[285] Selon le Distributeur, la croissance des charges d'exploitation de 50,5 M\$ (3,8 %) en 2012 par rapport au montant autorisé pour l'année 2011 est attribuable à la hausse des activités, excluant les éléments spécifiques, pour un montant de 10,8 M\$ (0,9 %) et à la croissance des éléments spécifiques hors de son contrôle ou ponctuels pour un montant de 39,7 M\$ (27,7 %).

TABLEAU 19
ACTIVITÉS DU DISTRIBUTEUR ET ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2010 (réel)</i>	<i>2011 (D-2011-028)</i>	<i>Reclassements (1)</i>	<i>2011 (D-2011-028) incluant reclassements</i>	<i>2011 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (projeté)</i>	<i>Différence 2012-2011 (D-2011-028)</i>		<i>Différence 2012-2011 (réel 4/12-budget 8/12)</i>	
Activités du Distributeur, excluant les éléments spécifiques	1 168,5	1 190,4	(2,1)	1 188,3	1 186,6	1 199,1	10,8	0,9 %	12,5	1,1 %
Éléments spécifiques	127,3	141,1	2,1	143,2	142,1	182,9	39,7	27,7 %	40,8	28,7 %
Total	1 295,8	1 331,5	0,0	1 331,5	1 328,7	1 382,0	50,5	3,8 %	53,3	4,0 %

Source : Pièce B-0025, pages 5, 6 et 8

Note 1 : Le Distributeur présente à titre d'élément spécifique la portion du coût de retraite incluse dans les frais corporatifs afin qu'il soit pris en compte dans l'établissement du compte d'écarts relatif au coût de retraite.

[286] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022¹³⁶, la Régie reconnaît que l'approche globale du Distributeur tient compte de certains paramètres qui reflètent la nature propre de ses activités. Elle réitère cependant que ce modèle ne remplace pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais vise plutôt à en faciliter l'appréciation et qu'elle peut en tout temps revoir les paramètres utilisés lorsqu'elle le juge approprié.

10.1.5.1 Activités du Distributeur excluant les éléments spécifiques

[287] En vertu du modèle paramétrique, les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur sont établies à 1 199,1 M\$ pour l'année témoin 2012¹³⁷, soit une croissance de 0,9 % par rapport au montant autorisé 2011 et de 1,1 % par rapport à l'année de base 2011.

[288] Le Distributeur explique la hausse de 12,5 M\$ (1,1 %) par rapport au montant de l'année de base 2011 par les éléments suivants :

- un impact de l'implantation des IFRS relatif aux avantages complémentaires de retraite (-10,6 M\$);
- un facteur de progression combiné des charges de 2,4 %, soit une progression de 3,0 % pour la masse salariale et de 2,0 % pour les autres charges (26,5 M\$);
- un facteur de croissance de 1,1 % des activités liées aux nouveaux abonnements (12,2 M\$);
- des gains d'efficacité de 1 % (-10,9 M\$) et des gains découlant d'actions structurantes (-2,6 M\$);
- des éléments de conciliation (-2,1 M\$) associés aux rendements des fournisseurs, aux frais corporatifs et à la récupération des coûts.

Enveloppe globale des activités de base du Distributeur

[289] Compte tenu de la préoccupation émise par la Régie dans sa décision D-2011-028¹³⁸, le Distributeur demande d'utiliser le montant de l'année de base 2011

¹³⁶ Dossier R-3708-2009, page 59.

¹³⁷ Pièce B-0025, annexe A, page 21.

¹³⁸ Dossier R-3740-2010, page 76.

comme point de départ à la formule paramétrique¹³⁹ pour l'établissement de l'enveloppe globale de ses activités de base au montant de 1 199,1 M\$ pour l'année témoin 2012.

[290] Le Distributeur tient cependant à rappeler qu'il préconise l'utilisation de l'année autorisée comme point de départ à la formule paramétrique, l'année autorisée étant une référence normalisée. Il propose donc de réévaluer le point de départ de la formule paramétrique au prochain dossier tarifaire¹⁴⁰.

[291] De plus, le Distributeur fixe un gain d'efficacité de 1 %, qu'il qualifie de cible importante à atteindre¹⁴¹.

[292] Certains intervenants recommandent de rehausser la cible de gain d'efficacité pour l'année témoin 2012. L'UMQ, l'ACEFO, OC et l'ACEFQ proposent des gains d'efficacité respectivement de 1,25 %, 1,6 %, 2,0 % et 2,5 %. Ces cibles ont un impact additionnel à la baisse sur l'enveloppe globale des activités de base du Distributeur, respectivement de 2,8 M\$, de 6,6 M\$, de 10,9 M\$ et de 16,4 M\$.

[293] La Régie constate que le montant de l'enveloppe globale pour l'année 2012 aurait été de 1 205,8 M\$¹⁴² en utilisant comme point de départ le montant autorisé en 2011¹⁴³, soit un montant supérieur à la demande du Distributeur.

[294] De plus, la Régie constate que le montant de l'enveloppe globale pour l'année témoin 2012 aurait été de 1 198,8 M\$¹⁴⁴ en utilisant comme point de départ l'année historique 2010, excluant le solde de mauvaises créances des clients de la Grande puissance de 14,5 M\$ et considérant une réduction ponctuelle de 11 M\$ provenant des projets informatiques. N'eût été de cette réduction ponctuelle, l'enveloppe globale pour l'année témoin 2012 aurait été de 1 186,5 M\$.

¹³⁹ Ce montant est ajusté d'un élément non récurrent de -10,6 M\$ découlant de l'impact du passage aux IFRS au 1^{er} janvier 2012.

¹⁴⁰ Pièce B-0067, pages 33 et 34.

¹⁴¹ Pièce A-0043, page 237.

¹⁴² Pièce B-0067, page 35.

¹⁴³ Ce montant est ajusté d'un élément non récurrent de -6,0 M\$ découlant de l'impact du passage aux IFRS au 1^{er} janvier 2012.

¹⁴⁴ Pièce B-0130, pages 4 et 5.

[295] **La Régie demande au Distributeur de réduire les activités de base d'un montant de 3 M\$, montant correspondant aux activités de base des services professionnels et autres services externes (voir section 10.1.1).**

[296] En ce qui a trait au gain d'efficacité, la Régie considère acceptable la cible de 1 % pour l'année témoin 2012. Elle précise que la cible de 1 % est une cible minimale et juge que le Distributeur devrait améliorer son niveau d'efficacité dans les prochains dossiers tarifaires.

Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements

[297] Dans sa décision D-2011-028¹⁴⁵, la Régie demandait au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une analyse sur un mode d'établissement plus raffiné du facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements. Cette demande découlait de la proposition présentée par la FCEI dans ce dossier, d'ajuster le facteur de croissance des abonnements pour qu'il tienne compte de l'impact des coûts fixes.

[298] Dans l'analyse qu'il dépose au présent dossier¹⁴⁶, le Distributeur maintient l'application de la formule paramétrique, telle que conçue actuellement. Selon lui, « [a]dopter une approche basée sur le coût marginal d'un nouvel abonné conduit à n'inclure que les coûts qui augmentent de façon parfaitement linéaire avec la croissance du volume d'activité et à exclure les coûts qui, par leur nature, augmentent par paliers¹⁴⁷ ».

[299] Le Distributeur soumet que tous les éléments de coûts sont appelés à croître à un moment ou à un autre, en réaction à l'accroissement du volume d'activité. Il estime qu'il suffit de considérer une base d'abonnement qui passerait, par exemple, de 4 à 5 millions d'abonnés sur un horizon d'environ 20 ans. Par ailleurs, le Distributeur réitère que la formule paramétrique s'inscrit dans une perspective de gestion à plus long terme et constitue une forme de lissage des coûts qui augmentent par paliers, soit de façon non-linéaire sur un plus long horizon¹⁴⁸.

¹⁴⁵ Dossier R-3740-2010, page 78.

¹⁴⁶ Pièce B-0025, pages 29 à 33.

¹⁴⁷ Pièce B-0025, page 31.

¹⁴⁸ Pièce B-0025, pages 31 et 32.

[300] La FCEI estime que l'analyse effectuée par le Distributeur est d'une utilité limitée et ne permet pas de conclure à l'absence d'économies d'échelle, même sur un horizon de long terme. L'intervenante réitère donc sa demande d'une analyse détaillée et dans l'attente de données probantes, recommande de fixer à 50 % l'élasticité des dépenses d'exploitation relativement à la croissance du nombre de clients¹⁴⁹.

[301] L'ACEFO¹⁵⁰ et OC¹⁵¹ considèrent que le système d'information comptable du Distributeur devrait lui permettre de distinguer les coûts variables des coûts fixes. L'ACEFO appuie la recommandation de la FCEI d'utiliser une proportion de 50 % de coûts fixes dans l'application de la formule.

[302] En ce qui a trait au facteur de croissance, la Régie est d'avis que la question est de déterminer s'il existe des coûts qui sont fixes à l'intérieur d'un horizon de temps raisonnable, compte tenu des objectifs du dossier tarifaire et, dans l'affirmative, d'en déterminer une proportion juste et raisonnable par rapport aux coûts totaux. La Régie ne remet pas en question la pertinence d'utiliser le nombre d'abonnements ou ses variations comme inducteur de la croissance des charges du Distributeur.

[303] La Régie partage l'avis des intervenants à l'effet qu'il existe des coûts fixes à court et moyen terme et, qu'en conséquence, la formule actuelle procure au Distributeur un avantage en la forme d'une compensation pour des coûts qui ne varieront que plus tard.

[304] Pour ces raisons et vu le défaut du Distributeur de fournir, tel que demandé, des analyses détaillées, la Régie juge raisonnable de retenir une part de coûts fixes équivalant à 25 %, et donc une part de coûts variables de 75 %, de l'ensemble des charges d'exploitation à des fins statutaires pour l'établissement du montant à titre de « Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements ».

¹⁴⁹ Pièce C-FCEI-0006, pages 7 à 9.

¹⁵⁰ Pièce C-ACEFO-0007, pages 12 à 15.

¹⁵¹ Pièce C-OC-0008, page 10.

[305] **La Régie demande, par conséquent, au Distributeur d'ajuster le facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements en tenant compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes. Ainsi, l'ajustement passe de 12,2 M\$ à 9,2 M\$ pour l'année témoin 2012, soit une réduction de 3,0 M\$.**

10.1.5.2 Éléments spécifiques

Critères d'établissement des éléments spécifiques

[306] Dans sa décision D-2011-028¹⁵², la Régie juge que les critères proposés par le Distributeur à ce chapitre sont généralement acceptables, mais lui demande d'établir le seuil minimal des coûts d'un nouvel élément spécifique à 5 M\$.

[307] Le Distributeur revient sur ce point et soumet que le seuil minimal de 5 M\$ ne devrait pas s'appliquer aux charges d'exploitation découlant d'un projet majeur supérieur à 10 M\$. Il est d'avis que ces charges font partie intégrante du projet et sont nécessaires à la prestation du service, bien qu'elles puissent être inférieures à 5 M\$.

[308] S.É./AQLPA et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur, tandis que l'ACEFO, l'ACEFQ, la FCEI et l'UC la rejettent.

[309] La Régie précise que le seuil minimal des coûts d'un nouvel élément spécifique a pour but de suivre seulement les éléments spécifiques dont les montants sont significatifs, quelle que soit leur provenance. Le Distributeur n'a pas convaincu la Régie de la nécessité d'une règle d'exception pour les projets d'investissements supérieurs à 10 M\$. **En conséquence, la Régie rejette cette demande du Distributeur.**

¹⁵² Dossier R-3740-2010, page 80.

Évolution des éléments spécifiques

[310] Le Distributeur présente, au tableau suivant, la ventilation des éléments spécifiques totalisant 182,9 M\$ pour l'année témoin 2012.

TABLEAU 20
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2010 (réel)</i>	<i>2011 (D-2011-028)</i>	<i>2011 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (projeté)</i>	<i>Différence 2012-2011 (D-2011-028)</i>	
Éléments spécifiques généraux						
Coût de retraite	18,4	69,4	69,4	12,7	(56,7)	(81,7 %)
Stratégie pour clientèle à faible revenu	6,0	12,4	10,8	11,5	(0,9)	(7,3 %)
Mesures de sécurité cybernétique	7,0	9,5	11,1	8,4	(1,1)	(11,6 %)
Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie	5,8	5,7	5,2	5,0	(0,7)	(12,3 %)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	6,9	12,0	12,0	16,0	4,0	33,3 %
Électrification du transport collectif	0,8	3,0	3,0	1,4	(1,6)	(53,3 %)
Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances	70,6	21,0	21,0	21,0	0,0	
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)				51,9	51,9	
Éléments spécifiques découlant d'un projet supérieur à 10 M\$						
Automatisation du réseau	6,7	9,0	8,9	8,8	(0,2)	(2,2 %)
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	0,6	0,9	0,4		(0,9)	(100,0 %)
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld	0,9	0,3	0,3		(0,3)	(100,0 %)
Optimisation des systèmes clientèles (Étude préliminaire-Migration SIC)	3,6				0,0	
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)				23,6	23,6	
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)				3,9	3,9	
Lecture à distance-Phase 1				18,7	18,7	
Total	127,3	143,2	142,1	182,9	39,7	27,7 %

Source : Pièce B-0025, page 8

[311] La hausse de 39,7 M\$ (27,7 %) par rapport au montant autorisé en 2011 s'explique principalement par :

- l'ajout de quatre nouveaux éléments spécifiques totalisant 98,1 M\$:
 - charges reliées au PGEÉ (51,9 M\$),
 - projet OSC (23,6 M\$)¹⁵³,
 - projet CATVAR (3,9 M\$)¹⁵⁴,
 - projet LAD (18,7 M\$);
- une baisse du coût de retraite de 56,7 M\$;
- la fin en 2011 de deux éléments spécifiques totalisant 1,2 M\$: « Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution » et « Mise à niveau du progiciel GE Smallword »;
- une baisse totalisant 0,5 M\$ associée aux éléments spécifiques autorisés dans les années antérieures.

[312] Certains éléments spécifiques sont abordés ci-après.

Charges reliées au PGEÉ

[313] En vertu de la norme IAS 38, certains coûts du PGEÉ ne peuvent se qualifier comme coûts d'une immobilisation incorporelle, notamment les coûts des activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale. Dans ce contexte, le Distributeur propose qu'à compter du 1^{er} janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle soient recouverts dans les charges d'exploitation de l'année, plutôt que d'être comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans.

[314] Sur la base du critère « Coût découlant de nouvelles exigences externes », le Distributeur propose la création d'un nouvel élément spécifique correspondant à l'impact annuel de cette modification sur les charges d'exploitation, soit 51,9 M\$¹⁵⁵ pour 2012.

¹⁵³ Décision D-2011-058, dossier R-3747-2010.

¹⁵⁴ Décision D-2011-086, dossier R-3746-2010.

¹⁵⁵ Dans le dossier R-3768-2011, le Distributeur présente un impact net de 51,6 M\$ correspondant aux charges reliées au PGEÉ pour un montant de 51,9 M\$ et au rendement sur la base de tarification de 0,3 M\$.

[315] Dans sa décision D-2012-021, la Régie a accepté l'application de la norme IAS 38 sur les immobilisations incorporelles pour les fins réglementaires et demandé au Distributeur d'améliorer les prévisions budgétaires des charges reliées au PGEÉ (voir section 6.1).

TABLEAU 21
ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES AU PGEÉ SUR LA PÉRIODE 2006-2010

<i>(en M\$)</i>	<i>Montant autorisé</i>	<i>Montant réel</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2006	43,0	35,0	(8,0)	(18,6 %)
2007	48,3	30,4	(17,9)	(37,1 %)
2008	56,8	51,9	(4,9)	(8,6 %)
2009	67,8	51,3	(16,5)	(24,3 %)
2010	69,1	44,5	(24,6)	(35,6 %)

Source : Pièce A-0047, page 13, tableau R5.1

[316] La Régie est préoccupée par la surestimation moyenne de 25 %, sur la période 2006-2010, des prévisions de ces charges reliées au PGEÉ. Dorénavant, en passant directement aux charges, ces coûts auront un impact plus important sur l'établissement des revenus requis de l'année témoin que lorsqu'ils étaient capitalisés dans un compte de frais reportés.

[317] **Au présent dossier, la Régie juge raisonnable de réduire de 15 % les charges reliées au PGEÉ pour l'année témoin 2012, soit une baisse de 7,8 M\$.** Ainsi, la prévision 2012 passe de 51,9 M\$ à 44,1 M\$. Ce montant se compare à celui des charges reliées au PGEÉ de l'année historique 2010.

Projet CATVAR

[318] La Régie ayant autorisé ce projet en juin dernier, le Distributeur a versé, à ses charges d'exploitation 2012, le solde du compte de frais reportés hors base 2011 de 2,1 M\$ ainsi que les coûts spécifiques à l'année 2012 de 1,8 M\$, totalisant ainsi des charges de 3,9 M\$ en 2012. Le Distributeur a retenu cet élément spécifique sur la base du

critère 4 « Coût temporaire découlant de projets d'investissements et/ou générant des gains ».

[319] La Régie reconnaît les charges reliées au projet CATVAR de 3,9 M\$ pour l'année témoin 2012. Toutefois, elle souligne que ce montant est inférieur au seuil minimal de 5 M\$ qu'elle a établi pour l'établissement d'un élément spécifique. **La Régie refuse donc l'établissement de cet élément spécifique.**

Projet LAD

[320] Conformément à la pratique réglementaire proposée à la section 6.3, le Distributeur a intégré, dans ses charges d'exploitation, les montants associés au projet LAD, soit 18,4 M\$, incluant les gains associés au projet.

[321] **Considérant que la décision sur le projet LAD n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer les charges d'exploitation associées au projet LAD.**

Coût de retraite

[322] Le tableau suivant présente le détail de l'élément spécifique « Coût de retraite » pour un montant de 12,7 M\$ en 2012.

TABLEAU 22
COÛT DE RETRAITE

Description	Année historique 2010	D-2011-028 (incluant redressement)	Année de base 2011			Année témoin 2012		
			Année de base 2011 excluant le compte d'écarts	Compte d'écarts	Année de base 2011	Année témoin 2012 avant disposition du compte d'écarts	Disposition du compte d'écarts (incluant les intérêts)	Année témoin 2012
Coût de retraite								
Masse salariale	6,2	68,0	37,7	30,3	68,0	45,8	-31,3	14,5
Charges de services partagés	13,7	15,4	8,7	6,7	15,4	10,7	-6,9	3,8
Coûts capitalisés	-1,5	-16,1	-10,0	-8,1	-16,1	-12,1	6,3	-5,8
Frais corporatifs		2,1	1,1	1,0	2,1	1,3	-1,1	0,2
Total - Coût de retraite	18,4	69,4	37,5	31,9	69,4	45,7	-33,0	12,7

Source : Pièce B-0025, page 12

[323] Le Distributeur présente une baisse du coût de retraite de 56,7 M\$ en 2012 par rapport au montant autorisé en 2011.

[324] Cette baisse de 56,7 M\$ inclut, d'une part, une diminution de 23,7 M\$, soit de 69,4 M\$ en 2011 à 45,7 M\$ en 2012, qui est attribuable en grande partie au rendement élevé de la caisse de retraite en 2010. Elle tient également compte de la baisse anticipée du taux d'actualisation ainsi que des impacts découlant de l'application, au 1^{er} janvier 2012, de la norme IAS 19 « Avantages du personnel ». Conséquemment, à compter de cette date, le coût de retraite ne tient plus compte de l'amortissement des soldes non amortis relatifs au coût des services passés, à l'actif transitoire et à la perte actuarielle (voir section 6.1).

[325] D'autre part, conformément aux modalités proposées à la section 6.2, le Distributeur a intégré, dans ses charges d'exploitation, les montants associés au compte d'écarts du coût de retraite de 33,0 M\$, incluant les intérêts, soit l'écart entre le coût de retraite pour l'année de base 2011 et le montant autorisé en 2011.

Rehaussement de la dépense des mauvaises créances des clientèles résidentielle, commerciale et d'affaires

[326] Le Distributeur indique que plusieurs clients résidentiels demeurent affectés financièrement par la situation économique. Cette situation se traduit, pour le Distributeur, par un vieillissement des comptes à recevoir qui se répercutera sur l'année 2012 et les années subséquentes.

[327] Compte tenu de ses stratégies d'intervention auprès des clientèles résidentielle, commerciale et d'affaires, le Distributeur propose le maintien du rehaussement de la dépense pour mauvaises créances à 21,0 M\$ en 2012.

[328] Le Distributeur présente sa stratégie d'intervention auprès de la clientèle visant à réduire les comptes à recevoir de plus de 121 jours¹⁵⁶.

¹⁵⁶ Pièce B-0067, pages 66 et 67.

[329] Dans le contexte actuel, le Distributeur constate, d'une part, un endettement accru et un pouvoir d'achat amoindri de ses clients et, d'autre part, une incertitude économique qui se poursuit. En conséquence, il évalue la possibilité d'introduire, dès 2013, une méthode d'établissement de la dépense pour mauvaises créances basée sur un taux de mauvaises créances variable qui serait appliqué aux ventes. Cette méthode permettrait de comparer la performance du Distributeur, d'une année à l'autre, par le biais de l'évolution du taux de mauvaises créances et, ainsi, de mieux évaluer les impacts des cycles économiques et de l'endettement des clients. Cette méthode d'établissement de la dépense pour mauvaises créances est fréquemment utilisée par les entreprises similaires.

[330] L'ACEFQ est d'avis que le montant des mauvaises créances est sous-estimé et que le Distributeur doit améliorer son modèle de prévision.

[331] Selon l'UMQ, il convient de lancer un message au Distributeur qu'il doit baisser le niveau des mauvaises créances. Elle propose une réduction de 5 M\$.

[332] L'UC recommande que le Distributeur élabore et présente, d'ici le dépôt de son prochain dossier tarifaire, une stratégie cohérente et appropriée visant la résolution des problématiques liées à la croissance accélérée et au vieillissement des comptes à recevoir.

[333] À cet égard, la Régie juge satisfaisante la stratégie d'intervention du Distributeur auprès de la clientèle, afin de réduire les comptes à recevoir de plus de 121 jours. Cependant, elle l'encourage à prendre les actions nécessaires pour réduire la hauteur des comptes à recevoir.

[334] La Régie prend acte du fait que le Distributeur évalue la possibilité d'introduire, dès 2013, une méthode d'établissement de la dépense pour mauvaises créances basée sur un taux de mauvaises créances variable qui serait appliqué aux ventes.

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[335] Le Distributeur mentionne vouloir poursuivre ses efforts auprès de la clientèle à faible revenu en 2012 et prévoit un montant de 11,5 M\$ à cet effet. La révision des seuils d'admissibilité a porté fruit et le Distributeur a été en mesure de conclure un nombre plus important d'ententes avec ces clients. Le portefeuille de modalités de paiement étant complété, les efforts seront concentrés sur le raffinement de la prestation de service, afin

de maximiser l'identification des ménages à faible revenu (MFR) et ainsi réduire le nombre d'interruptions de service auprès de cette clientèle.

[336] Le Distributeur poursuit sa collaboration avec les associations de consommateurs par le biais de la Table de travail « Associations de consommateurs – Direction Crédit et recouvrement HQD » et le Groupe de travail « Ménages à faible revenu–HQD et Groupes du milieu ». Le Distributeur prévoit traiter 12 000 dossiers d'ententes personnalisées d'ici à la fin 2011, en respect de l'engagement pris dans le dossier R-3644-2007. Par la suite, l'offre se poursuivra en fonction de la demande.

[337] Le Distributeur indique qu'il prévoyait, dans le cadre du dossier R-3644-2007, un déploiement de sa stratégie sur 4 ans, soit de 2008 à 2011, avec un budget annuel moyen de 9 M\$, pour un total estimé à 36 M\$. La compilation des données pour les années historiques de 2008 à 2010, de l'année de base 2011 et de l'année témoin 2012, indique que le Distributeur consacre 31,8 M\$ à la stratégie pour la clientèle à faible revenu sur une période de cinq ans¹⁵⁷.

TABLEAU 23
ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES À LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE
À FAIBLE REVENU SUR LA PÉRIODE 2008-2012

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2008	2,8	2,8	1,3	(1,5)	(53,6 %)
2009	5,5	5,5	2,2	(3,3)	(60,0 %)
2010	9,6	9,6	6,0	(3,6)	(37,5 %)
2011	12,4	10,8			
2012	11,5				

Source: Pièce B-0067, page 67

¹⁵⁷ Pièce B-0067, page 70.

[338] L'UC indique que le respect de l'engagement initial du Distributeur impliquerait qu'il parvienne effectivement à dépenser en moyenne 11,2 M\$ par année en 2011 et 2012 alors qu'il n'a dépensé que 3,2 M\$ en moyenne par année entre 2008 et 2010. Dans ces circonstances, l'UC considère que la probabilité que les engagements budgétaires du Distributeur pour les années 2011 et 2012 soient respectés et mis en exécution s'avère très faible, dans un contexte d'appauvrissement accéléré des ménages. En conséquence, elle recommande la tenue de rencontres techniques, dès les premiers mois de 2012, impliquant le personnel du Distributeur, celui de la Régie ainsi que les groupes du milieu membres de la Table sur les MFR, afin de resserrer et de bonifier les pistes de solution existantes et d'en assurer le déploiement rapide et efficace.

[339] L'ACEFQ recommande également un redressement de la situation eu égard aux budgets et services prévus par le Distributeur pour la clientèle à faible revenu.

[340] La Régie constate que le Distributeur n'a dépensé, de 2008 à 2010, que 53,1 % des montants autorisés aux fins de la stratégie clientèle à faible revenu (9,5 M\$ sur les 17,9 M\$ autorisés). Bien qu'elle ne retienne pas, pour l'instant, la proposition de l'UC à l'effet de tenir de nouvelles rencontres techniques, elle demande au Distributeur d'examiner des pistes de solution, afin de déployer rapidement sa stratégie et d'y affecter les sommes résiduelles du budget prévu d'ici 2013. **La Régie demande au Distributeur de faire état des pistes retenues dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014.**

[341] Par ailleurs, la Régie partage l'avis de l'UC quant à la faible probabilité que le Distributeur puisse rencontrer son engagement budgétaire de 11,5 M\$ pour l'année témoin 2012. De plus, elle observe une surévaluation moyenne de 3 M\$ des montants autorisés par rapport aux montants réalisés sur la période 2008-2010.

[342] **La Régie demande donc au Distributeur de réduire ses charges reliées à la stratégie pour la clientèle à faible revenu d'un montant équivalent à la surévaluation moyenne, soit de 3 M\$, pour les établir à 8,5 M\$.**

10.1.5.3 Reclassements vers la rubrique « Activités de base du Distributeur »

[343] Dans sa décision D-2011-028¹⁵⁸, la Régie demandait au Distributeur de démontrer la stabilité des coûts d'un élément spécifique, sur la base de deux années de données réelles, avant de soumettre une reclassification.

[344] Conformément à cette décision, le Distributeur ne soumet aucun reclassement en 2012 et présente le suivi des éléments ayant été reclassés en 2010 et 2011 de la rubrique « Éléments spécifiques » vers la rubrique « Activités de base du Distributeur ».

[345] Le Distributeur propose d'effectuer un suivi de ces éléments sur la base de deux ans suivant le reclassement. À ce titre, les éléments reclassés en 2010, qui ont fait l'objet d'un suivi dans le dossier tarifaire 2011-2012 et dans le présent dossier, ne seraient pas présentés dans le dossier tarifaire 2013-2014. Il s'écoulerait donc quatre ans entre le moment où la stabilité des coûts est observée et la fin du suivi de l'activité dans le dossier tarifaire.

[346] La Régie comprend que le suivi des éléments spécifiques reclassés en 2010 qui ont fait l'objet d'un suivi dans les dossiers tarifaires 2011-2012 et 2012-2013, permet d'observer la stabilité des coûts sur une base de quatre années de données réelles, soit 2007 à 2010.

[347] Par conséquent, la Régie considère que le suivi sur une période de deux ans suivant le reclassement est raisonnable. Elle accepte donc la proposition du Distributeur à cet égard.

10.1.6 CONCLUSIONS SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[348] Le Distributeur présente des charges d'exploitation au montant de 1 382,0 M\$ pour l'année témoin 2012.

¹⁵⁸ Dossier R-3740-2010, page 87.

[349] **Considérant ce qui précède, la Régie approuve un montant de 1 337,9 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2012. La réduction de 44,1 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **une réduction totale de 23,7 M\$ reliée aux éléments suivants :**
 - **services professionnels et autres services externes (3,0 M\$),**
 - **quote-part des frais corporatifs du Distributeur (3,0 M\$),**
 - **ajustement du facteur de progression des activités liée aux nouveaux abonnements (3,0 M\$),**
 - **charges reliées au PGEÉ (7,8 M\$),**
 - **retrait de l'élément spécifique relatif au projet CATVAR (3,9 M\$),**
 - **charges reliées à la stratégie pour la clientèle à faible revenu (3,0 M\$);**
- **le retrait des charges inhérentes au projet LAD, dont les charges d'exploitation, incluant les gains associés au projet, pour un montant de 18,4 M\$ (voir section 6.3);**
- **le retrait des charges de désactualisation pour un montant de 2,0 M\$ provenant de la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS (voir section 6.1).**

10.2 AUTRES CHARGES

[350] Les autres charges passent d'un montant autorisé de 974,7 M\$ en 2011 à 1 054,2 M\$ en 2012, soit une hausse de 79,5 M\$ (8,2 %) attribuable à une hausse de l'amortissement.

TABLEAU 24
AUTRES CHARGES

(en M\$)	2010 (réel)	2011 (D-2011-028)	2011 (réel 4/12 - budget 8/12)	2012 (projeté)	Différence 2012-2011 (D-2011-028)	
Achats de combustible	84,5	92,2	92,2	83,6	(8,6)	(9,3 %)
Amortissement et déclassement	832,6	827,8	817,1	915,0	87,2	10,5 %
CFR - Projets majeurs	0,0	0,0	(0,6)	1,4	1,4	
Taxes	60,1	54,7	53,5	54,2	(0,5)	(0,9 %)
Total	977,2	974,7	962,2	1 054,2	79,5	8,2 %

Source : Pièce B-0035, page 3

10.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[351] Le montant des achats de combustible de 83,6 M\$ en 2012 provient de la prévision des besoins d'achats de combustible au montant de 92,0 M\$ en 2012 et des soldes des comptes de frais reportés de -7,9 M\$ (2010) et de -0,5 M\$ (2011).

[352] Dans sa décision D-2009-016¹⁵⁹, la Régie demandait au Distributeur de porter à un compte de frais reportés la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour les achats de combustible. Les modalités de ce compte ont été approuvées dans la décision D-2010-022¹⁶⁰. La Régie constate que les soldes des comptes de frais reportés des années 2009 et 2010 respectent les modalités de ces décisions.

[353] Le Distributeur estime le coût des combustibles pour l'année témoin 2012 à 92,0 M\$. Cette prévision se base sur la moyenne des prix à terme du baril de pétrole du *West Texas Intermediate* d'avril 2011 qui s'avère supérieure à la référence utilisée aux fins de la préparation du dossier tarifaire 2011-2012.

¹⁵⁹ Dossier R-3677-2008, page 62.

¹⁶⁰ Dossier R-3708-2009, page 40.

[354] L'UMQ appuie la proposition du Distributeur.

[355] La Régie accepte les ajustements provenant des achats de combustible de 7,9 M\$ (créditeur) en 2010 et de 0,5 M\$ (créditeur) en 2011, qui sont conformes aux décisions antérieures. Elle reconnaît également la prévision des coûts d'achats de combustible de 92,0 M\$ pour l'année témoin 2012.

10.2.2 AMORTISSEMENT

[356] La charge totale d'amortissement est de 915,0 M\$ pour l'année témoin 2012, en hausse de 87,2 M\$ (10,5 %) comparativement au montant autorisé pour l'année 2011.

[357] Cette hausse s'explique, notamment, par les éléments suivants :

- une hausse de 16,0 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation, provenant principalement de la révision de la durée de vie utile des compteurs qui seront retirés dans le cadre du projet LAD, de même que par la hausse des investissements en croissance de la demande;
- une augmentation de 18,5 M\$ de l'amortissement du PGEÉ découlant de la croissance des investissements réalisés au cours des dernières années dans les différents programmes;
- un amortissement de 42,7 M\$ découlant de la proposition du Transporteur et du Distributeur d'étaler sur 12 ans la radiation des soldes nets de l'ATPC/PTPC au 31 décembre 2011, tel que demandé au dossier R-3768-2011;
- une augmentation de l'ordre de 20,0 M\$ provenant des retraits d'actifs prévus pour les projets majeurs OSC (10 M\$) et LAD (10 M\$).

[358] L'UC recommande une réduction des coûts nets liés aux sorties d'actifs d'un montant de 5 M\$ à la rubrique « autres retraits ». Elle indique que les variations de cette rubrique n'ont pas été adéquatement justifiées par le Distributeur. L'ACEFQ appuie l'UC à cet égard.

Solde net de l'ATPC/PTPC du Distributeur

[359] Dans sa décision D-2012-021¹⁶¹, la Régie approuve l'application de la norme IAS 19 aux fins réglementaires et accepte le retrait de l'ATPC/PTPC des bases de tarification respectives du Transporteur et du Distributeur. Cependant, elle refuse la création d'un actif réglementaire au 1^{er} janvier 2012 correspondant aux soldes nets de l'ATPC/PTPC au 31 décembre 2011. Ainsi, la Régie ne retient pas la proposition du Transporteur et du Distributeur d'étaler sur 12 ans la radiation des soldes nets de l'ATPC/PTPC au 31 décembre 2011. L'amortissement de l'année témoin 2012 du Distributeur est ainsi réduit de 42,7 M\$ (voir section 6.1).

[360] Cependant, la Régie autorise une exception reliée aux coûts non amortis des services passés au 31 décembre 2011 et permet la récupération de la totalité des quotes-parts respectives au Transporteur et au Distributeur à cet égard dans leurs revenus requis 2012. L'amortissement de l'année témoin 2012 du Distributeur est de 54,7 M\$ (voir section 6.1).

Projet LAD

[361] Conformément à la pratique réglementaire proposée à la section 6.3, le Distributeur a intégré dans sa charge d'amortissement les montants associés au projet LAD, soit un amortissement de 9,7 M\$ et des retraits d'actifs de 9,9 M\$.

¹⁶¹ Dossier R-3768-2011.

[362] Considérant que la décision sur le projet LAD n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer la charge d'amortissement et les retraits d'actifs associés au projet LAD.

Conclusion sur la charge totale d'amortissement

[363] **La Régie reconnaît la charge totale de l'amortissement au montant de 910,9 M\$ pour l'année témoin 2012, considérant les ajustements suivants :**

- **la récupération du solde non amorti au 31 décembre 2012 des programmes commerciaux pour un montant de 3,5 M\$, faisant suite à la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS (voir section 6.1);**
- **une hausse nette de 12,0 M\$ de l'amortissement du solde net de l'ATPC/PTPC faisant suite à la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS;**
- **le retrait des charges inhérentes au projet LAD, dont un amortissement de 9,7 M\$ et des retraits d'actifs de 9,9 M\$.**

10.2.3 TAXES

[364] Le montant des taxes de 54,2 M\$ pour l'année témoin 2012 est en baisse de 0,5 M\$ (-0,9 %) comparativement au montant autorisé pour l'année 2011.

[365] **La Régie accepte d'inclure aux charges de l'année témoin 2012 le montant des taxes proposé par le Distributeur.**

10.3 COÛT DU CAPITAL

[366] Lors du dépôt de la demande, le Distributeur présentait un coût du capital au montant de 772,9 M\$ pour l'année témoin 2012. Ce montant est subséquemment ajusté à 725,6 M\$ lors de la mise à jour du taux de rendement déposée le 19 janvier 2012.

[367] Le coût du capital est en baisse de 29,0 M\$ (-3,8 %) en 2012 par rapport au montant autorisé pour l'année 2011. Cette baisse est attribuable à une diminution de 50 M\$ provenant du taux de rendement inférieur et atténuée par une augmentation de 21 M\$ provenant de la valeur plus élevée de la base de tarification.

[368] **La Régie approuve le coût du capital de l'année témoin 2012, tel qu'ajusté par le Distributeur. Elle demande également au Distributeur d'apporter les ajustements suivants :**

- **une baisse de 33,4 M\$ faisant suite à la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS (voir section 6.1);**
- **le retrait des charges inhérentes au projet LAD, dont un coût en capital de 2,9 M\$ (voir section 6.3).**

11. BASE DE TARIFICATION

[369] Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2012 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.

[370] Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification de l'année témoin 2012 se chiffre à 10 672,4 M\$, tel qu'illustré au tableau suivant.

TABLEAU 25
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	2010 <i>(réel)</i>	2011 <i>(D-2011-028)</i>	2011 <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	2012 <i>(projeté)</i>	Différence 2012-2011 <i>(D-2011-028)</i>	
Immobilisations						
Immobilisations en exploitation	8 199 676	8 289 668	8 287 278	8 403 391	113 723	1,4 %
Contrats de location-acquisition	35 029	33 834	32 911	31 210	(2 624)	(7,8 %)
Actifs incorporels en exploitation	394 255	386 771	374 991	366 333	(20 438)	(5,3 %)
Total	8 628 960	8 710 273	8 695 180	8 800 934	90 661	1,0 %
Frais reportés						
Programmes commerciaux	2 681	2 483	2 796	3 059	576	23,2 %
Plan global en efficacité énergétique	634 422	770 072	727 249	847 133	77 061	10,0 %
Programmes et activités de l'AEÉ	40 410	117 459	98 984	115 516	(1 943)	(1,7 %)
Frais reportés du tarif BT	31 292	1 605	1 605	0	(1 605)	(100,0 %)
Actif au titre des prestations constituées ⁽¹⁾	386 231	515 348	506 979	490 795	(24 553)	(4,8 %)
Contributions à des projets de raccordement	57 314	53 764	53 900	68 243	14 479	26,9 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	50 442	42 800	42 750	126 298	83 498	195,1 %
Contributions à des postes de départ privés	14 928	8 245	10 727	(32 271)	(40 516)	(491,4 %)
Total	1 217 720	1 511 776	1 444 990	1 618 773	106 997	7,1 %
Remboursement gouvernemental	29 444	21 092	27 106	24 685	3 593	17,0 %
Fonds de roulement						
Encaisse	(4 686)	23 783	31 916	101 888	78 105	328,4 %
Matériaux, combustibles et fournitures	118 370	120 668	121 204	126 096	5 428	4,5 %
Total	113 684	144 451	153 120	227 984	83 533	57,8 %
Total	9 989 808	10 387 592	10 320 396	10 672 376	284 784	2,7 %

Source : Pièce B-0037

Note 1: En 2012, le Distributeur a regroupé les deux postes ATPC et PTPC (avantages complémentaires de retraite) pour être présentés dans une seule rubrique, soit l'ATPC. Les données comparatives ont été reclassées selon ce regroupement.

[371] La base de tarification 2012 est en hausse de 284,8 M\$ (2,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2011. Cette hausse est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la mise en exploitation des immobilisations provenant des investissements autorisés (113,7 M\$);
- l'évolution des dépenses admissibles au compte de frais reportés du PGEÉ (77,1 M\$);
- l'évolution du compte de nivellement de la température (83,5 M\$), conformément aux décisions antérieures;
- une augmentation de l'encaisse réglementaire (78,1 M\$).

[372] Cette hausse est en partie compensée par une diminution du solde net de l'ATPC/PTPC (-24,6 M\$).

Base de tarification

[373] Certains intervenants notent une surestimation de la base de tarification autorisée par rapport à celle réalisée. Conséquemment, le Distributeur a été rémunéré pour des investissements qui ne se sont pas concrétisés ou qui ont été reportés.

[374] L'AQCIE/CIFQ constate un écart favorable à chacune des années depuis 2004 entre la base de tarification réalisée et celle autorisée, qui s'établit à 74 M\$ en moyenne. Cet écart est de 55 M\$ en 2010. L'intervenant est d'avis que ces écarts devraient faire l'objet d'un compte d'écarts.

[375] L'UC observe une surestimation du PGEÉ inclus dans la base de tarification projetée. Elle recommande d'appliquer la somme de la rémunération sur la base de tarification obtenue de 2004 à 2011 en déduction des revenus requis de l'année témoin 2012 et de créer un compte d'écarts liés à la rémunération du PGEÉ inclus dans la base de tarification.

[376] Tel que précisé à la section 2, la Régie juge prématurée la proposition de l'AQCIE/CIFQ de créer un compte d'écarts à ce stade-ci, puisque le Distributeur entend déposer une preuve, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, sur l'établissement du taux de rendement, d'un mécanisme éventuel de partage et sur la revue des mécanismes de gestion des écarts.

[377] La Régie est d'avis qu'une réduction des revenus requis de l'année témoin 2012 visant à récupérer les écarts observés dans les dossiers tarifaires antérieurs constituerait de la régulation à effet rétroactif et, en conséquence, ne retient pas la proposition de l'UC.

PGEÉ, Programmes et activités de l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) et Programmes commerciaux

[378] Lors du dépôt de sa demande et bien que les modifications comptables découlant du passage aux IFRS étaient tributaires d'une décision à venir de la Régie, le Distributeur y a intégré les impacts de l'adoption de la norme IAS 38.

[379] Dans sa décision D-2012-021, la Régie a accepté que les coûts du PGEÉ, ainsi que ceux reliés à la contribution versée au ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF)¹⁶², qui ne se qualifient pas comme une immobilisation incorporelle, soient traités pour fins de comptabilité réglementaire de la même manière qu'aux états financiers à vocation générale et soient recouverts dans les revenus requis de l'année témoin projetée, plutôt que d'être comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans. Ces coûts, qui ne peuvent se qualifier comme immobilisation incorporelle, sont notamment les coûts des activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale (voir section 6.1).

[380] De plus, la Régie juge qu'à compter du 1^{er} janvier 2012, les coûts reliés aux programmes commerciaux, d'environ 1 M\$ par année, doivent être comptabilisés intégralement dans les résultats de l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, conformément aux normes IFRS. Elle demande au Distributeur de radier le solde non amorti de 3,5 M\$, inclus dans la base de tarification au 31 décembre 2012, aux revenus requis de l'année témoin 2012. La Régie estime que ces montants ne sont pas suffisamment significatifs pour maintenir un traitement réglementaire différent de la

¹⁶² Le Distributeur indique que le 11 novembre 2010, le gouvernement du Québec déposait le projet de loi n° 130 prévoyant, entre autres, la dissolution de l'AEE et le transfert de ses activités aux Programmes et activités du MRNF.

méthode comptable reconnue en vertu des IFRS (voir section 6.1). **Par conséquent, la Régie réduit de 3,1 M\$ le montant de la base de tarification, selon la moyenne des 13 soldes, de l'année témoin 2012. En conséquence, la Régie demande de retirer le solde non amorti des Programmes commerciaux de 3,1 M\$ inclus dans la base de tarification de l'année témoin 2012, selon la moyenne des 13 soldes.**

Solde net de l'ATPC/PTPC

[381] En 2012, le Distributeur a regroupé l'ATPC et le PTPC (avantages complémentaires de retraite) dans une seule rubrique, soit l'ATPC.

[382] Bien que les modifications comptables découlant du passage aux IFRS étaient tributaires d'une décision à venir de la Régie, le Distributeur a intégré au présent dossier un amortissement de 42,7 M\$ pour l'année témoin 2012 découlant de la proposition du Transporteur et du Distributeur d'étaler sur 12 ans la radiation des soldes nets de l'ATPC/PTPC au 31 décembre 2011.

[383] Dans sa décision D-2012-021, la Régie refuse la création d'un actif réglementaire au 1^{er} janvier 2012 correspondant au solde net de l'ATPC/PTPC du 31 décembre 2011. En conséquence, elle rejette la proposition du Transporteur et du Distributeur d'étaler sur 12 ans la radiation des soldes nets de l'ATPC/PTPC au 31 décembre 2011 (voir section 6.1).

[384] **En conséquence, la Régie demande de retirer le solde net de l'ATPC/PTPC de 490,8 M\$ inclus dans la base de tarification du Distributeur de l'année témoin 2012, selon la moyenne des 13 soldes.**

Projet LAD

[385] Conformément à la pratique réglementaire proposée à la section 6.3, le Distributeur a intégré dans sa base de tarification, selon la moyenne des 13 soldes, les montants associés au projet LAD, soit 2,7 M\$ pour l'année de base 2011 et 35,1 M\$ pour l'année témoin 2012¹⁶³.

¹⁶³ Pièce B-0067, pages 90 et 92.

[386] Compte tenu que la décision sur le projet LAD n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer des bases de tarification de l'année de base 2011 et de l'année témoin 2012 les montants associés au projet LAD.

Encaisse réglementaire

[387] 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 lui permettant de récupérer les sommes avancées.

[388] 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 tient compte de ses dépenses d'opérations courantes.

[389] Chaque année, le Distributeur revoit les délais de perception et de décaissement, 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.

[390] Le Distributeur fournit le calcul détaillé de l'encaisse réglementaire projetée au 31 décembre 2012¹⁶⁴. Celle-ci est en hausse de 84,3 M\$ par rapport au montant autorisé au 31 décembre 2011¹⁶⁵. Cette hausse est attribuable aux ajustements des délais de perception des comptes à recevoir, en fonction de la provision réglementaire, et aux ajustements des délais de décaissement pour les achats d'électricité, de services de transport et pour les taxes municipales et scolaires. Cette hausse est cependant compensée par une croissance de la provision pour mauvaises créances à la suite de l'augmentation de la valeur des comptes à recevoir et au vieillissement de ces derniers.

[391] Conformément à la décision D-2011-028¹⁶⁶, le Distributeur présente le résultat de l'analyse du processus d'établissement des prévisions budgétaires relatif à la provision pour mauvaises créances. Il explique que l'établissement de la provision pour mauvaises créances de l'année témoin à partir de l'estimation de la provision au 30 avril de l'année de base peut créer une certaine imprécision, compte tenu du décalage entre le moment de

¹⁶⁴ Pièce B-0039, page 7.

¹⁶⁵ Dossier R-3740-2010, pièce B-0064, HQD-16, document 1, page 12.

¹⁶⁶ Dossier R-3740-2010, page 99.

l'estimation et le moment de la constatation du résultat réel. Cette imprécision est accentuée lorsque, durant cette période, des changements importants sur le plan économique affectent le niveau et l'âge des comptes à recevoir. Selon le Distributeur, ces fluctuations sont, par contre, difficilement prévisibles. En conséquence, il est d'avis que la méthodologie actuelle d'établissement de la provision pour mauvaises créances demeure la plus représentative.

Conclusion sur la base de tarification

[392] **La Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2012, selon la moyenne des 13 soldes, en considérant les ajustements suivants :**

- **le retrait du solde non amorti des programmes commerciaux et du solde net de l'ATPC/PTPC faisant suite à la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS (voir section 6.1);**
- **le retrait des montants associés au projet LAD.**

[393] **Elle demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification et de la déposer à la Régie au plus tard le 16 mars 2012, à 12 h.**

12. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2012

[394] Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition, de construction ou de disposition 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.

[395] La demande d'autorisation faite par le Distributeur au présent dossier a trait aux investissements de moins de 10 M\$, qui totalisent 708,9 M\$, pour 2012. Ce montant est supérieur de 54,7 M\$ à l'enveloppe autorisée pour 2011. Il s'agit d'une hausse de 8,4 %, principalement attribuable aux investissements liés à la croissance de la demande¹⁶⁷. À ce montant s'ajoutent les investissements déjà autorisés et les sommes associées à des projets

¹⁶⁷ Pièce B-0041, page 6.

majeurs de plus de 10 M\$. Le total des investissements prévus en 2012 s'élève à 956,6 M\$.

TABLEAU 26
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS RÉGLEMENTÉS 2012 (M\$)

Catégories (en M\$)	Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73	Autorisation spécifique Projets majeurs > 10 M\$		Demande d'autorisation Autres investissements < 10 M\$			Grand Total
		Déjà autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs	0,0	13,9	97,5	255,4	29,4	284,8	396,1
Réseau de distribution			0,6	146,5	3,1	149,6	150,2
Centrale de production					23,5	23,5	23,5
Réseau de transport			7,6		2,2	2,2	9,8
Mesurage et relève			89,3	16,9		16,9	106,2
Bâtiments administratifs				35,9		35,9	35,9
Matériel roulant				30,5		30,5	30,5
Autres actifs de soutien		13,9		25,6	0,6	26,2	40,1
Amélioration de la qualité	0,0	24,8	0,0	25,9	1,4	27,3	52,1
Croissance de la demande	0,0	93,6	6,4	323,0	16,5	339,5	439,5
Respect des exigences	10,0	1,5	0,0	57,0	0,4	57,4	68,9
Total	10,0	133,8	103,9	661,3	47,7	708,9	956,6

Source : Pièce B-0041, page 5

[396] Pour l'ensemble des projets de moins de 10 M\$, le Distributeur indique que pour la période cumulative de 2010 à 2012, il aura mis en service des actifs d'une valeur moindre de 230,4 M\$ par rapport aux montants autorisés¹⁶⁸. Il précise que les écarts constatés au niveau des investissements n'ont pas d'effet dans l'immédiat sur les revenus requis : ce n'est qu'une fois mis en service que les investissements sont intégrés à la base de tarification en tant qu'actifs en exploitation et qu'ils génèrent une dépense d'amortissement et un rendement¹⁶⁹.

[397] L'UC constate que le Distributeur a ajusté sa prévision d'investissements 2012 pour tenir compte de la révision à la baisse de ses prévisions de croissance de la demande, mais qu'il a augmenté de 38,7 M\$ (9,3 %) ses investissements en maintien des actifs et de

¹⁶⁸ Pièce B-0038, page 9.

¹⁶⁹ Pièce B-0066, page 58.

15,2 M\$ (29,2 %) ceux en amélioration de la qualité¹⁷⁰. Ainsi, le montant des investissements prévus pour le maintien des actifs en 2012 (432,8 M\$) inclut une augmentation de 96 M\$ (28,5 %) par rapport à celui de l'année de base 2011 (336,8 M\$). Cette augmentation apparaît déraisonnable selon l'UC, dans un contexte où divers projets d'investissements majeurs impliquent des mises à niveaux et des radiations d'actifs susceptibles de satisfaire cette même finalité. L'intervenante fait le même commentaire sur l'augmentation de 17,8 M\$ (36 %) par rapport au montant de l'année de base 2011 (49,5 M\$) des investissements prévus en amélioration de la qualité (67,3 M\$).

[398] L'UC souligne que le montant des investissements réels des années 2007 à 2010 a été inférieur au montant autorisé, pour chacune de ces années, et cumulativement par une marge de 214,7 M\$ (53,7 M\$ par année en moyenne). Considérant l'historique de ces investissements réels inférieurs aux montants autorisés lors des quatre dernières années historiques (2007-2010), l'intervenante recommande à la Régie de réduire de 8,1 % le montant des investissements demandés du Distributeur. Selon elle, tôt ou tard, en moyenne, le niveau des investissements réels finit nécessairement par se répercuter par un montant à peu près équivalent de mise en service, même s'il n'y a pas de correspondance d'année en année dans les chiffres¹⁷¹.

[399] En se limitant aux exercices terminés, la Régie constate les écarts suivants entre les investissements réels et autorisés pour les projets inférieurs à 10 M\$¹⁷² :

TABLEAU 27
COMPARAISON DES INVESTISSEMENTS < 10 M\$

<i>Année</i>	<i>Investissements autorisés</i>	<i>Investissements réels</i>	<i>Écarts (réels - autorisés)</i>
2007	654,7	595,0	-59,7
2008	640,0	624,1	-15,9
2009	663,9	623,5	-40,4
2010	702,1	603,4	-98,7

Sources : Dossiers R-3677-2008, R-3708-2009, R-3740-2010 et R-3776-2011

¹⁷⁰ Pièce C-UC-0012, pages 27 et 28.

¹⁷¹ Pièce A-0050, pages 227 à 229.

¹⁷² Pièce A-0006, page 23.

[400] Le Distributeur soumet que l'écart de l'année 2010 est dû à une réduction globale des mises en service à la suite d'une demande de la Régie dans sa décision D-2010-022¹⁷³.

[401] En audience, la Régie questionne le Distributeur sur les solutions qui lui permettraient de réduire le budget de ses investissements sans l'empêcher de compléter les travaux qui ont besoin d'être réalisés dans l'année¹⁷⁴. Le Distributeur explique que le budget demandé représente la meilleure évaluation qu'il puisse faire de ses besoins, au moment du dépôt du dossier tarifaire, afin de réaliser tous les projets nécessaires.

[402] En faisant abstraction de l'année 2007, la Régie juge que les écarts entre les budgets demandés et le réel sont raisonnables.

[403] Pour les motifs présentés à la section 18.6, la Régie n'autorise pas le projet relatif à la « permanentisation » de la centrale thermique à Schefferville au montant de 3,5 M\$.

[404] La Régie autorise un budget maximal de 705,4 M\$ pour l'ensemble des projets de moins de 10 M\$ pour l'année 2012, soit le budget de 708,9 M\$ demandé par le Distributeur réduit de 3,5 M\$ pour le projet relatif à la « permanentisation » de la centrale thermique à Schefferville.

[405] Depuis 2006, le Distributeur annonce une stratégie d'augmentation graduelle des investissements requis en maintien des actifs de son réseau¹⁷⁵. Afin de s'assurer de la pertinence de ces augmentations, la Régie a demandé au Distributeur, dans ses décisions D-2007-12¹⁷⁶, D-2009-016¹⁷⁷ et D-2011-028¹⁷⁸, d'associer à la méthodologie présentée dans le dossier R-3610-2006 relativement aux investissements en pérennité « [...] *un indicateur reliant les investissements à la qualité du service fourni* [...]»¹⁷⁹. Cet indicateur se veut un outil d'aide à la décision et à la justification des investissements.

¹⁷³ Dossier R-3708-2009.

¹⁷⁴ Pièce A-0048, pages 56 à 60.

¹⁷⁵ Dossier R-3610-2006, pièce HQD-14, document 1, pages 9 à 14.

¹⁷⁶ Dossier R-3610-2006.

¹⁷⁷ Dossier R-3677-2008.

¹⁷⁸ Dossier R-3740-2010.

¹⁷⁹ Décision D-2011-028, pages 101 et 102.

[406] Dans sa décision D-2007-12¹⁸⁰, la Régie notait que « *c'est surtout au niveau du réseau aérien que les implications sont les plus importantes* » et que le Distributeur envisageait d'utiliser l'état de dégradation des poteaux comme indicateur de l'état d'une ligne de distribution. La Régie considérait cette approche comme un bon point de départ et demandait au Distributeur de « *poursuivre son développement, compte tenu de l'augmentation substantielle des investissements en pérennité*¹⁸¹ ». Même en l'absence d'une augmentation « substantielle » des investissements, la Régie considère qu'un tel indicateur s'avère pertinent, notamment afin de connaître les conséquences sur la fiabilité et la durée de vie des équipements ainsi que sur les coûts futurs de maintenance du choix de ne pas investir immédiatement.

[407] Le Distributeur indique que l'outil « ODEMA », qui permet de modéliser les différents paramètres de maintenance et de renouvellement d'actifs, est actuellement opérationnel. Cet outil identifie un potentiel d'optimisation de sa stratégie de maintenance relativement aux « structures civiles », sur la base de données colligées depuis trois ans sur près de 3 000 structures civiles. Le Distributeur explique que cet outil permet, à ce jour, d'ajuster le niveau des investissements en fonction du risque que peuvent représenter certaines structures civiles. L'outil est fonctionnel pour l'actif « structures civiles » et son apport à l'évaluation globale des investissements en maintien des actifs pour 2012 est de l'ordre de 5 %¹⁸².

[408] Le Distributeur entend incorporer les résultats de cette approche d'optimisation à sa stratégie de maintenance visant les structures civiles en 2012. Quant aux autres actifs de son réseau de distribution, le Distributeur prévoit recourir à la même approche d'optimisation¹⁸³. Or, il indique ne pas pouvoir établir de lien direct entre les investissements et la fiabilité du réseau de distribution.

¹⁸⁰ Page 109.

¹⁸¹ Décision D-2007-12, page 110.

¹⁸² Pièce B-0066, pages 60 et 61.

¹⁸³ Pièce B-0041, pages 7 et 8.

[409] La Régie comprend que l'outil « ODEMA » permet au Distributeur d'ajuster le niveau de ses investissements en fonction d'un certain niveau de risques mais qu'il est encore peu utilisé. Elle souhaite que cet outil fournisse un indicateur permettant de comparer, d'une année à l'autre, les variations des investissements du Distributeur en fonction des variations du niveau de la qualité du service. Elle réitère également les préoccupations exprimées dans sa décision D-2007-12¹⁸⁴ quant au besoin de développement d'un outil d'optimisation des investissements en « Maintien des actifs » hors réseau, notamment pour les bâtiments administratifs, le matériel roulant et les autres actifs de soutien qui représentent une part importante des investissements.

[410] Cet exercice d'optimisation des investissements en fonction de leurs retombées en fiabilité doit donc être, pour le Distributeur, l'occasion d'une réflexion sur l'opportunité d'une mise à jour de ses propres normes et spécifications.

[411] Pour le prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur d'indiquer comment l'outil « ODEMA » répond à l'objectif précisé précédemment par la Régie et s'il peut être utile pour l'ensemble des catégories d'actifs. Elle s'attend à ce qu'une présentation à ce sujet soit faite lors d'une rencontre administrative avec la Régie.

13. PGEÉ – BUDGET 2012

13.1 SUIVI DES RÉSULTATS 2010 ET 2011 ET ÉVALUATION DES PROGRAMMES PAR VOIE ADMINISTRATIVE

[412] Le Distributeur fait le bilan des économies d'énergie pour la période 2003-2010 et indique avoir comptabilisé un total de 848 GWh d'économie d'énergie pour son PGEÉ en 2010. Il anticipe des économies d'énergie de 666 GWh en 2011, soit 18 GWh de plus que l'objectif retenu par la Régie dans ses décisions D-2011-028 et D-2011-055¹⁸⁵. Le redressement des économies d'énergie pour 2006 à 2009 ainsi que le suivi énergétique spécifique par marché de 2010 se retrouvent au rapport annuel 2010 du Distributeur¹⁸⁶.

¹⁸⁴ Page 110.

¹⁸⁵ Pièce B-0044, pages 6, 7 et 9.

¹⁸⁶ Rapport annuel 2010, pièce HQD-7, document 4, pages 5 et 7.

[413] Le Distributeur modifie, au rapport annuel 2010, le gain unitaire de l'un de ses programmes, bien que son évaluation soit en cours¹⁸⁷. Toutefois, il précise que le redressement sera intégré lorsque le rapport d'évaluation aura été approuvé¹⁸⁸. Simultanément, il indique que les bilans des économies d'énergie présentés au présent dossier¹⁸⁹ ne tiennent pas compte du redressement de l'impact énergétique découlant des évaluations déposées en 2011, parce que ce redressement n'est intégré qu'au moment du rapport annuel. Ainsi, le redressement des économies d'énergie réalisées en 2008 et 2009 n'apparaîtra qu'au rapport annuel 2011 du Distributeur¹⁹⁰.

[414] Les décisions passées démontrent que l'évaluation des programmes est une préoccupation constante de la Régie depuis le lancement du PGEÉ. L'évaluation et la reddition de compte demeurent toujours pertinentes, tenant compte de la cible de 11 TWh que le Distributeur s'est engagé à atteindre en 2015¹⁹¹. Les exercices d'évaluation des programmes du PGEÉ ont pour but de valider la totalité des économies d'énergie réalisées à ce jour, soit 4,8 TWh cumulés en 2010¹⁹².

[415] Dans sa décision D-2008-024, la Régie relevait que les évaluations du Distributeur sont de trois types : évaluation du processus, évaluation de marché ou évaluation d'impact énergétique. Le type d'évaluation réalisée dépend de la nature du programme à évaluer, de son état d'avancement, du taux de participation ou des dépenses qui y sont associées. Dans cette même décision, la Régie constatait que l'examen détaillé des résultats d'évaluation du PGEÉ pouvait difficilement se faire dans le cadre d'un dossier tarifaire et indiquait qu'elle déterminerait ultérieurement les modalités d'un tel examen¹⁹³. La Régie instaurait par la suite un examen par voie administrative des résultats d'évaluation.

¹⁸⁷ Rapport annuel 2010, pièce HQD-7, document 4, page 9 : programme de « Récupération de réfrigérateurs et congélateurs énergivores ».

¹⁸⁸ Pièce B-0104, pages 50 à 52.

¹⁸⁹ Pièce B-0044, page 7 (tableau 2.1) et pièce B-0045, pages 8, 9 et 13 (tableaux A-4, A-5 et B-1).

¹⁹⁰ Pièce B-0066, pages 88 et 89.

¹⁹¹ Pièce B-0044, page 12.

¹⁹² Pièce B-0044, page 7. En 2012, les résultats cumulés attendus devraient être de 6,1 TWh selon la pièce B-0045, page 8.

¹⁹³ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, page 132.

[416] Par ailleurs, dans sa décision D-2011-028, la Régie précisait que, s'il était justifié et utile d'apporter rapidement des ajustements de type opérationnel aux programmes du PGEÉ, il en allait autrement des ajustements de type paramétrique. Elle demandait donc au Distributeur d'attendre l'examen des évaluations par la Régie avant d'intégrer de telles modifications à ses programmes¹⁹⁴.

[417] La Régie s'étonne que le Distributeur minimise l'importance des évaluations¹⁹⁵ et qu'il affirme ne pas s'en servir « *les évaluations, c'est pour conforter la Régie sur les gains qu'on s'est comptabilisés* ». Cette affirmation est d'autant plus étonnante du fait que le Distributeur lui-même, dans des dossiers antérieurs, inclut l'évaluation de processus, basée sur les données opérationnelles, dans les trois types d'évaluation possibles pour le PGEÉ. L'apport des évaluateurs externes au processus de reddition de compte du Distributeur vient également appuyer le bien-fondé du recours à de telles évaluations.

[418] De plus, compte tenu que la contribution du marché affaires aux objectifs du PGEÉ doit croître au cours des prochaines années et que de nouveaux programmes, mis en œuvre par des tiers, sont prévus pour atteindre les objectifs de ce marché, il est risqué pour le Distributeur, sur la seule base des évaluations passées, de présumer que ses hypothèses sont exactes.

[419] L'évaluation de programme constitue un moyen efficace et fiable, tant pour le Distributeur que pour la Régie, de s'assurer que les paramètres de départ sont bons et que les résultats attendus se matérialisent. À cet égard, la Régie distinguait, dans sa décision D-2011-028, le suivi, qui relève du Distributeur, de l'évaluation de programme, pour laquelle le Distributeur doit recourir à des tiers indépendants¹⁹⁶.

¹⁹⁴ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 103.

¹⁹⁵ Pièce A-0048, pages 285 à 290.

¹⁹⁶ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, pages 124 et 125.

[420] Compte tenu de l'ampleur des données à traiter annuellement en matière d'évaluation, l'examen par voie administrative s'avère toujours opportun. Néanmoins, la Régie clarifie le mode d'opération, afin de l'optimiser et d'en maximiser l'utilité **et demande au Distributeur de s'y conformer :**

- **cycle d'évaluation : la période maximale de trois ans entre le début de la période évaluée et le dépôt du rapport à la Régie;**
- **dépôt des rapports d'évaluation : au plus tard en février de chaque année;**
- **publication du rapport d'examen de ces rapports par la Régie;**
- **intégration des résultats de l'évaluation : dans le cadre du rapport annuel et du dossier tarifaire suivant immédiatement la parution du rapport de la Régie.**

13.2 OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE 2003-2015

[421] Le Distributeur revoit sa planification à long terme en tenant compte des résultats obtenus en 2010, des résultats anticipés en 2011, de la décision D-2011-028 et des résultats de la mise à jour du PTÉ d'économie d'énergie.

[422] Le Distributeur prévoit que la contribution du marché résidentiel passera de 44 % à 32 % des économies d'énergie cumulées du PGEÉ entre 2011 et 2015. La contribution du marché affaires passera, pour sa part, de 56 % à 67 % des économies d'énergie cumulées entre 2011 et 2015¹⁹⁷.

[423] Le tableau 28, qui présente les résultats et objectifs par programme ou activité du PGEÉ pour la période 2003-2015, reflète ces nouvelles contributions par marché. La Régie observe cependant que la progression des résultats et objectifs annuels du PGEÉ entre 2010 et 2015 ne suit pas de courbe régulière¹⁹⁸.

¹⁹⁷ Pièce B-0044, pages 11 et 12.

¹⁹⁸ Les résultats anticipés pour 2011 sont inférieurs de 21,5 % à ceux de 2010; les objectifs de 2012 sont supérieurs de 4,5 % aux résultats anticipés pour 2011; les objectifs de 2013 sont inférieurs de 5,5 % à ceux de 2012; les objectifs de 2014 sont supérieurs de 16,3 % par rapport à ceux de 2013; enfin, les résultats de 2015 sont inférieurs de 0,3 % à ceux de 2014.

TABLEAU 28
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES 2003-2015

<i>Programmes / activités du Distributeur</i>	<i>2003-2010R⁽¹⁾</i>	<i>2011A⁽²⁾</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
Marché résidentiel (GWh ajoutés)⁽³⁾	2 168	287	257	171	157	147
Diagnostic résidentiel		21	43	21	19	18
Mieux consommer		191	155	92	84	76
Rénovation énergétique - MFR		9	4	3	3	3
Récupération des frigos et congélos énergivores		56	39	38	37	36
Récupération et remplacement des frigos énergivores - MFR		7	8	7	4	4
Géothermie		2	3	4	5	6
PAC		0	2	0	0	0
Récupération de la chaleur des eaux grises		0	3	4	4	4
Réseaux autonomes		0	0	0	0	0
Marché affaires (GWh ajoutés)	2 681	374	431	474	591	598
Produits efficaces		23	11	15	22	34
Diagnostic affaires		0	0	0	0	0
Approche « clé en main »		6	0	0	0	0
Recommissionning		3	5	8	9	9
OIEÉB		142	186	262	273	280
Bâtiments HQD		1	3	1	0	0
OIEÉSI		198	224	187	287	275
Réseaux autonomes		1	1	1	0	0
Innovations technologiques (GWh ajoutés)	21	5	8	12	18	19
LTÉ		0	0	0	0	0
IDÉE		0	0	0	1	1
PISTE		5	6	6	7	4
Soutien aux projets en DUD		0	2	6	10	14
PADIGE - démonstration		0	0	0	0	0
Total⁽³⁾	4 870	666	696	658	765	763
Gestion de la consommation (MW ajoutés)	0	1	2	3	4	5

Sources : Pièce B-0045, page 9 (tableau A-5), pièce B-0091, pages 5 et 6 (tableaux 2.1 et A-4 redressés)

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ A = Anticipé.

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

[424] **Sous réserve des ajustements découlant des décisions relatives à la demande budgétaire 2012, la Régie prend acte des objectifs d'économie d'énergie et de puissance associés au PGEÉ du Distributeur pour 2012.**

13.3 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2012

[425] Le tableau 29 présente les budgets et dépenses annuels du Distributeur de 2003 à 2015. Au total, le Distributeur prévoit investir 2 232 M\$ au cours de cette période pour ses programmes et activités. Les partenaires et clients du Distributeur auront, quant à eux, investi respectivement 14 M\$ et 935 M\$ dans le cadre du PGEÉ¹⁹⁹.

TABLEAU 29
BUDGETS ET DÉPENSES ANNUELS 2003-2015

<i>Programmes / activités du Distributeur (budget en M\$)</i>	<i>2003-2010R</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	<i>2011A</i> ⁽³⁾	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2003-2015</i>
Marché résidentiel	335	79	70	53	51	49	638
Marché affaires	507	90	123	142	170	177	1209
Innovations technologiques	28	8	10	13	13	18	90
Tronc commun	113	19	20	20	20	20	213
Total des activités du Distributeur ⁽⁴⁾	983	196	224	230	255	265	2153
Contingence	0	5	5	5	6	6	26
Frais d'emprunt capitalisés	22	6	5	7	7	8	53
Grand total ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	1007	207	233	241	268	278	2 232

Sources : Pièce B-0045, page 5 (tableau A-1); pièce B-0140, page 3 (tableau E-14-A)

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'arrondi.

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

[426] Le Distributeur prévoit un budget de 233 M\$ pour le PGEÉ 2012. Il s'agit d'une augmentation de 13 % par rapport aux dépenses anticipées pour 2011 (207 M\$) et une baisse de 11 % par rapport au budget autorisé pour 2011 dans la décision D-2011-028²⁰⁰.

¹⁹⁹ Pièce B-0045, pages 6 et 7.

²⁰⁰ Décision D-2011-028, page 107, un budget de 261 M\$ avait été autorisé.

[427] Le Distributeur propose qu'à compter du 1^{er} janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle soient recouverts dans les revenus requis de l'année, plutôt que d'être comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans. L'impact annuel de cette modification sur les charges d'exploitation est de 51,9 M\$ pour 2012²⁰¹.

[428] Considérant l'appréciation qu'elle fait de chacun des programmes du PGEÉ, **la Régie approuve un budget maximal de 219 M\$ pour les programmes et activités du PGEÉ 2012 du Distributeur.**

[429] Tenant compte, par ailleurs, de la décision rendue à la section 10.1.5.2, **la Régie autorise le Distributeur à comptabiliser un maximum de 175 M\$ au compte de frais reportés créé aux fins du PGEÉ, selon les modalités d'amortissement approuvées²⁰². Le solde de 44 M\$ approuvé sera intégré aux revenus requis de l'année tarifaire.**

[430] La Régie note, par ailleurs, l'affirmation du Distributeur à l'effet que les coûts non capitalisables du PGEÉ seraient traités comme un élément spécifique de charge pendant deux ans, puis passés aux charges de base s'ils deviennent stables, mais que même en un tel cas, ils continueraient d'être suivis²⁰³. **À cet effet, la Régie demande au Distributeur de présenter distinctement, dans son tableau de suivi des budgets annuels du PGEÉ, les montants portés aux charges et les investissements²⁰⁴.**

[431] Enfin, la Régie réitère que la flexibilité budgétaire applicable au PGEÉ doit s'exercer à l'intérieur des limites du budget total annuel autorisé et ne pas entraîner de dépassement de coûts. Les notions de rentabilité doivent être respectées lors de tout réaménagement budgétaire et toute différence significative entre la répartition budgétaire initiale par programme et les dépenses réelles doit être justifiée dans le cadre du dossier tarifaire subséquent.

²⁰¹ Pièce B-0025, pages 10 et 11.

²⁰² Décision D-2002-25, dossier R-3473-2001, pages 12 et 13; décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, page 21.

²⁰³ Pièce A-0043, pages 99 et 100.

²⁰⁴ Pièce B-0045, page 5 (tableau A-1).

13.4 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX PROGRAMMES ET ACTIVITÉS

13.4.1 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

[432] Le Distributeur propose peu de modifications aux programmes destinés au marché résidentiel. Le budget 2012 demandé pour les programmes de ce marché est de 70 M\$, soit 30 % du budget total du PGEÉ pour 2012²⁰⁵.

Diagnostic résidentiel

[433] Les résultats du projet-pilote du service « Comparez-vous », un nouveau volet du programme de « Diagnostic résidentiel », incitent le Distributeur à lancer ce service à grande échelle et à déployer des efforts supplémentaires pour en assurer la promotion.

[434] Selon le Distributeur, le service « Comparez-vous » permet de renouveler le concept du « Diagnostic résidentiel », dont l'ancienne approche est appelée « Diagnostic résidentiel Mieux consommer » (DRMC). Le service « Comparez-vous » remplacera le DRMC à terme. À cet égard, les objectifs du service « Comparez-vous » sont très ambitieux, compte tenu que les participants à ce nouveau service sont d'anciens participants au DRMC²⁰⁶.

[435] Dans ce contexte, la Régie approuve le lancement à grande échelle du service « Comparez-vous » ainsi que le budget demandé pour le programme « Diagnostic résidentiel », mais demande au Distributeur de rester vigilant quant au suivi et à l'évaluation du nouveau service « Comparez-vous ».

Géothermie

[436] Dans sa décision D-2010-022, la Régie demandait notamment au Distributeur de déposer un plan d'action favorisant la géothermie, en augmentant le niveau d'aide financière et les cibles d'économie d'énergie associés à cette mesure²⁰⁷. Dans la décision D-2011-028, la Régie encourageait le Distributeur à continuer ses efforts, mais précisait

²⁰⁵ Pièce B-0044, pages 18 à 28 et pièce B-0045, page 5.

²⁰⁶ Pièce B-0044, pages 18 et 19. L'objectif du service « Comparez-vous » est de 38 GWh en 2012 contre 5 GWh pour le DRMC.

²⁰⁷ Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 101.

qu'il devait adapter le programme « Géothermie » aux segments de marché pour lesquels il est rentable²⁰⁸.

[437] Dans le présent dossier, le Distributeur propose de réviser les modalités et les paramètres du programme, sur la base des résultats du rapport d'évaluation déposés en 2011 et de l'information obtenue de la Coalition canadienne de l'énergie géothermique. Les principaux éléments considérés sont le taux élevé d'opportunité (49 %) et les surcoûts plus élevés que prévu.

[438] Le Distributeur propose :

- de compenser l'aide financière assumée par Ressources naturelles Canada, qui a annoncé la fin du programme « écoÉnergie Rénovation-Maisons » pour mars 2012, pour les maisons existantes. L'aide financière du Distributeur passe donc de 2 000 \$/habitation à 6 375 \$/habitation;
- de faire passer l'aide financière versée aux auto-constructeurs et aux propriétaires de maisons neuves de 2 800 \$/habitation à 4 000 \$/habitation;
- d'offrir une aide financière de 8 000 \$/habitation aux constructeurs de projets domiciliaires²⁰⁹.

[439] La Régie observe un taux d'opportunité élevé, ce qui pourrait signifier que l'aide financière accordée dépasse le niveau nécessaire pour inciter à la participation. Ce taux d'opportunité²¹⁰ est d'autant plus préoccupant que le Distributeur affirme que « [...] *le tendanciel est assez fixe dans le temps. [...] Alors, nous, ce que l'on vise à faire c'est augmenter le nombre de systèmes de géothermie qui va s'installer au Québec dans la nouvelle construction parce qu'on sait, on croit que le nombre d'opportunistes ne va pas augmenter en proportion. Donc, le taux d'opportunistes va réduire en proportion*²¹¹ ». Cette affirmation ne semble reposer sur aucun élément statistique ni sur le rapport d'évaluation du programme déposé à la Régie en 2011. Dans ce rapport, le taux d'opportunité mesuré est global pour toute la période évaluée, sans distinction entre les premières et les dernières années d'intervention.

²⁰⁸ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 109.

²⁰⁹ Pièce B-0044, pages 25 et 26.

²¹⁰ Rapport d'évaluation du programme : Géothermie-Marché résidentiel, pages 5 à 7. Opportunité de 49 % pour l'ensemble des participants, de 60 % pour les propriétaires de maisons neuves et de 34 % pour les propriétaires de bâtiments existants.

²¹¹ Pièce A-0048, pages 99 et 100.

[440] Cependant, compte tenu que le programme « Géothermie » demeure globalement rentable pour la société, **la Régie autorise le budget demandé par le Distributeur à cet égard, en lien avec les hausses proposées de l'aide financière. Néanmoins, elle demande au Distributeur d'évaluer l'impact de ces hausses sur le taux d'opportunité du programme et de déposer les résultats de cette évaluation dès février 2013.**

[441] **La Régie demande également au Distributeur d'examiner l'opportunité de nouveaux modes de financement pour le segment de la nouvelle construction résidentielle, tenant compte du fort taux d'opportunité observé dans ce segment²¹². La Régie demande au Distributeur de faire état des résultats de cet examen dès le dossier tarifaire 2013-2014.**

Récupération de la chaleur des eaux grises

[442] Le programme « Récupération de la chaleur des eaux grises » (RCEG), qui prévoit une aide financière aux installateurs de cette mesure, devait être lancé dans le segment de la nouvelle construction à l'automne 2011. Cependant, le Distributeur indique que le lancement du programme a été reporté au début de 2012. Par ailleurs, si les résultats du projet-pilote « Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces » (PISTE) mis en place en 2011 pour les bâtiments existants sont favorables, le Distributeur propose d'élargir l'appui financier du programme à ce segment de marché dès 2012²¹³.

[443] La Régie note que le programme RCEG n'est pas rentable pour la société. En effet, le résultat du test du coût total en ressources (TCTR) est de -0,01 ¢/kWh en 2012²¹⁴. Cependant, la rentabilité pour le participant est, quant à elle, la meilleure de tout le marché résidentiel²¹⁵.

[444] Le peu de rentabilité prévue pour la société, combiné à la forte rentabilité du programme pour les participants, peut indiquer un problème de calibration de l'aide financière.

²¹² Voir notamment la pièce C-ROEE-0011, pages 8 à 21 et la pièce A-0054, pages 186 à 188.

²¹³ Pièce B-0044, pages 27 et 28; pièce B-0066, pages 71 à 73; pièce B-0115, pages 9 et 10; pièce A-0048, pages 274 à 276.

²¹⁴ Ce résultat est le même pour l'ancienne méthode de calcul (pièce B-0115, page 8) et pour la nouvelle méthode proposée par le Distributeur (pièce B-0045, page 18).

²¹⁵ Pièce B-0045, page 18. Rentabilité de 11,44 ¢/kWh.

[445] **Compte tenu de sa non rentabilité pour la société et du retard important observé, la Régie refuse le budget de 6 M\$ demandé en 2012 pour le programme de « Récupération de la chaleur des eaux grises ».**

[446] Hormis ce programme, et tenant compte des points spécifiques qui précèdent, la Régie considère que les modifications proposées par le Distributeur aux programmes destinés au marché résidentiel sont raisonnables et justifiées. **La Régie approuve le budget de ces programmes et note les économies d'énergie prévues qui y sont associées.**

13.4.2 MARCHÉ AFFAIRES

[447] Les paramètres des programmes du marché affaires sont, pour la plupart, maintenus tels qu'autorisés en 2011. Le budget 2012 demandé pour les programmes de ce marché est de 142 M\$, soit 61 % du budget total du PGEÉ 2012.

Approche clés en main, OIEÉB et OIEÉSI

[448] La Régie note que le programme « Approche clés en main » n'est plus offert aux petits clients affaires. Le Distributeur propose cependant, pour rejoindre cette clientèle, d'élargir les critères d'admissibilité de l'« Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments » (OIEÉB)²¹⁶.

[449] Dans le dossier tarifaire R-3740-2010, le Distributeur proposait la mise en œuvre, par des tiers, de nouveaux programmes axés sur l'initiative des participants. Compte tenu de ce contexte et du niveau d'incertitude entourant l'OIEÉB et l'« Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels » (OIEÉSI), la Régie demandait au Distributeur, dans sa décision D-2011-028, d'ajouter certains éléments au suivi habituel de ces programmes. La Régie souhaitait, notamment, obtenir des informations spécifiques quant à la nature des mesures implantées et quant aux résultats obtenus par ces deux programmes²¹⁷.

²¹⁶ Pièce B-0044, page 32.

²¹⁷ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 107.

[450] Le Distributeur n'a fourni, au présent dossier, que des informations partielles et préliminaires quant à cette demande, expliquant que l'OIEÉB et l'OIEÉSI n'ont été déployées qu'à partir d'avril 2011 et que peu de projets ont été réalisés à ce jour²¹⁸.

[451] La Régie note l'intention du Distributeur de compléter ces informations dans le cadre de son rapport annuel 2011. Cependant, elle demande au Distributeur de mettre à jour, dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014, la liste des mesures implantées depuis le lancement de l'OIEÉB et de l'OIEÉSI, afin de l'inclure au suivi de ces programmes.

[452] Dans sa décision D-2011-028, la Régie demandait au Distributeur, parce que cette pratique s'apparentait davantage à du soutien financier commercial qu'à un projet d'efficacité énergétique, d'utiliser le surcoût des mesures promues par rapport aux standards du marché, plutôt que leur coût total, comme base de référence pour le calcul de l'aide financière pour tous les volets de l'OIEÉB et de l'OIEÉSI.

[453] Compte tenu de la preuve supplémentaire fournie dans le présent dossier, des assurances fournies par le Distributeur quant au fait que l'aide financière ne correspond pas à la totalité des coûts encourus par le participant²¹⁹ et que pour les projets de modernisation il ne peut y avoir de coût de référence pour établir le surcoût, **la Régie accepte que le coût total soit utilisé pour calculer l'aide financière octroyée dans le cadre des volets « Modernisation » et « Modernisation grands projets » de l'OIEÉSI.**

[454] La Régie considère que les modifications proposées par le Distributeur aux programmes destinés au marché affaires sont raisonnables et justifiées, bien qu'elle note un écart important entre les dépenses anticipées pour 2011 de l'OIEÉB et de l'OIEÉSI et le budget demandé en 2012 pour ces deux programmes. **La Régie approuve le budget total des programmes destinés au marché affaires et note les économies d'énergie prévues qui y sont associées.**

²¹⁸ Pièce B-0091, page 7. Au 30 octobre 2011, 50 projets pour l'OIEÉB et 82 projets pour l'OIEÉSI.

²¹⁹ Pièce B-0044, pages 34 à 37; pièce A-0048, pages 258 et 259; pièce B-0137, pages 5 et 6 de l'annexe 1 et pages 14 et 15 de l'annexe 2.

13.4.3 INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES ET COMMERCIALES

[455] Les innovations technologiques et commerciales incluent les projets de recherche et développement du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ), les programmes « Initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation » et PISTE ainsi que le soutien à l'optimisation énergétique de projets de « Développement urbain durable »²²⁰.

[456] Le Distributeur présente, entre autres, un suivi spécifique aux divers projets dans le domaine du chauffage solaire, qui fait l'objet de la section suivante.

[457] Considérant que les programmes et interventions des innovations technologiques et commerciales, ainsi que les budgets y afférents, sont adéquatement justifiés, **la Régie approuve le budget total 2012 de cette activité et note les économies d'énergie qui y sont associées.**

13.4.4 CHAUFFAGE SOLAIRE

[458] Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2010-022²²¹, le Distributeur présente un suivi des divers projets en cours ou terminés dans le domaine du chauffage solaire de l'air et de l'eau²²². Près de la moitié des projets-pilotes PISTE provenant du secteur résidentiel comportent des mesures utilisant l'énergie solaire. Le Distributeur présente également les travaux dans le domaine du chauffage solaire réalisés dans le cadre des activités de recherche et de développement (R&D) du LTÉ.

[459] Selon le ROEE, les projets ayant trait à l'utilisation de l'énergie solaire pour le chauffage de l'eau présentent un potentiel intéressant de diminution de la pointe hivernale et d'économies pour les consommateurs. Selon l'intervenant, les sommes investies en R&D sont amplement justifiées mais il craint que l'absence d'un échancier et de résultats précis ne reporte indéfiniment des projets qui mériteraient éventuellement la mise en place de programmes de subvention²²³. Le ROEE demande que le Distributeur produise un véritable état d'avancement des projets de mesurage et d'optimisation des

²²⁰ Pièce B-0044, pages 38 à 43.

²²¹ Dossier R-3708-2009, page 103.

²²² Pièce B-0045, pages 35 à 39.

²²³ Pièce C-ROEE-0011, pages 18 et 19.

impacts des chauffe-eau solaires, mentionnant ses intentions à l'égard d'éventuels programmes de subvention pouvant découler des résultats obtenus.

[460] La Régie prend acte du suivi des divers projets en cours ou terminés dans le domaine du chauffage solaire, de l'air et de l'eau. Elle constate toutefois que le Distributeur entreprend des travaux sur des technologies solaires et en évalue les performances pour ensuite constater que leur coût est trop élevé en regard des coûts de l'électricité, en général, au Québec.

[461] Pour le prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur d'identifier d'éventuels marchés-niches des technologies solaires, par exemple dans certains réseaux autonomes où les coûts de fourniture de l'électricité sont élevés, et d'identifier les applications solaires, annuelles ou saisonnières, qui pourraient être rentables en fonction de la ressource solaire, des performances et des coûts de la technologie ainsi que de leur impact sur le plan d'équipement du réseau.

[462] La Régie s'attend à ce que l'analyse du PTÉ en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes soit un premier pas dans l'identification de tels marchés-niches et des applications, en vue d'un déploiement éventuel de programmes spécifiques.

13.4.5 PGEÉ ET PUEÉ – RÉSEAUX AUTONOMES

[463] Aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur constate que le taux d'adoption du chauffage électrique atteint 93 % dans la nouvelle construction²²⁴. Afin de ralentir cette tendance, il prévoit en 2012 un budget de 0,5 M\$ pour un projet de bonification du « programme d'utilisation efficace de l'énergie » (PUEÉ). De plus, le Distributeur prévoit investir globalement un peu moins de 1 M\$ en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, pour des économies additionnelles de moins de 1 GWh/an²²⁵.

[464] L'ACEFQ reconnaît les efforts du Distributeur pour réduire les coûts et les émissions de gaz à effet de serre (GES) des réseaux autonomes mais les juge insuffisants, considérant l'ampleur du déficit de ces réseaux et le coût unitaire de production d'électricité et de service global. L'intervenante suggère d'investir de manière plus

²²⁴ Pièce B-0067, page 119.

²²⁵ Pièce B-0044, pages 28 à 38; pièce B-0058, pages 17 à 19 et 20 à 23; pièce B-0045, pages 5 et 9, tableaux A-1 et A-5.

efficace, en collaboration avec le gouvernement du Québec, par exemple en priorisant l'enveloppe des bâtiments et les systèmes de chauffage plus efficaces et l'implantation de sources d'énergie moins polluantes et moins coûteuses à long terme²²⁶.

[465] Le GRAME constate au présent dossier un net recul de l'intégration du PGEÉ au Nunavik. L'intervenant compte sur la mise à jour du PTÉ pour que de nouvelles actions concrètes soient proposées au prochain dossier tarifaire. L'intervenant souligne que les valeurs des tarifs dissuasifs appliqués au Nord du 53^e parallèle ne sont plus en lien avec la réalité des coûts d'exploitation, notamment au Nunavik. Il recommande que cet enjeu soit traité dans un prochain dossier tarifaire²²⁷.

[466] En ce qui a trait au PUEÉ, le GRAME encourage le Distributeur à faire des représentations pour que la tarification dissuasive soit redéfinie selon d'autres critères que la limite du 53^e parallèle, notamment aux Îles-de-la-Madeleine, afin de pouvoir y inciter plus fortement le chauffage au mazout plutôt qu'à l'électricité. Selon l'intervenant, le « programme d'utilisation efficace de l'énergie pour les réseaux autonomes » bonifié pose un problème d'équité par rapport aux clients du réseau intégré et la solution idéale serait la révision des tarifs pour qu'ils reflètent le juste prix et incitent définitivement tous les clients des réseaux autonomes à ne pas utiliser l'électricité pour le chauffage de leurs locaux et de l'eau²²⁸.

[467] Le RNCREQ encourage le Distributeur à continuer de chercher, au-delà des objectifs d'efficacité énergétique, à réduire le coût de fonctionnement des réseaux autonomes, notamment par la récupération et la valorisation de la chaleur des centrales diesel²²⁹. Dans le cas de Schefferville, la priorité devrait être accordée à la réduction des pertes et à la gestion de la demande en puissance²³⁰.

[468] La Régie note que le budget consacré à l'efficacité énergétique pour l'ensemble des réseaux autonomes en 2012 est de l'ordre de 1,5 M\$. Elle constate, par ailleurs, que le Distributeur consacrera environ 100 M\$ d'ici 2016, notamment pour répondre à la croissance de la demande²³¹, mais seulement 1,5 M\$ en 2012 en programmes visant à réduire cette croissance.

²²⁶ Pièce C-ACEFQ-0010, page 34.

²²⁷ Pièce C-GRAME-0008, pages 34 à 37.

²²⁸ Pièce C-GRAME-0010, pages 9 à 12.

²²⁹ Pièce C-RNCREQ-0012, page 43.

²³⁰ Pièce C-RNCREQ-0014.

²³¹ Pièce B-0041, pages 5, 12 et 13.

[469] La Régie est d'avis que l'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes ne doit pas être seulement considérée pour la valeur des économies d'énergie selon les coûts évités mais également comme une possibilité de repousser le besoin d'investissements liés à la croissance de la demande. Elle s'attend à ce que l'évaluation en cours du PTÉ d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes²³² suggère de nouvelles pistes de solutions en ce sens.

[470] La Régie prend acte des mesures déployées par le Distributeur dans les réseaux autonomes en 2012 dans le cadre du PGEÉ et du PUEÉ.

[471] La Régie demande au Distributeur de concevoir des mesures concrètes d'efficacité énergétique et des mesures de gestion de la demande de puissance, propres à chacun des réseaux autonomes, dès la réception de l'évaluation en cours du PTÉ en efficacité énergétique des réseaux autonomes.

13.4.6 GESTION DE LA CONSOMMATION

[472] En matière de gestion de la consommation, le Distributeur concentre ses efforts sur le programme « Chauffe-eau à trois éléments » destiné au marché résidentiel.

[473] Ce programme, lancé à l'automne 2010, offre une aide financière pour la fabrication de chauffe-eau à trois éléments destinés aux consommateurs québécois. À cet effet, le Distributeur indique avoir débuté la commercialisation du chauffe-eau à trois éléments de 279 litres (60 gallons) avec alimentation en eau froide par le bas. Six mois après le lancement du programme, près de 65 % des objectifs de 2011 ont été atteints, en termes de ventes de chauffe-eau²³³. Compte tenu de ces résultats, le Distributeur est confiant d'atteindre l'objectif annuel fixé pour 2011.

[474] Pour la seconde phase du projet, le Distributeur poursuit sa collaboration avec un manufacturier en vue de développer un chauffe-eau à trois éléments de 279 litres (60 gallons) avec alimentation d'eau froide par le haut. Ce nouveau produit doit permettre de concurrencer les chauffe-eau à deux éléments installés dans la nouvelle construction. La commercialisation de ce nouveau type de chauffe-eau est prévue pour 2012.

²³² http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028_PTE_ReseauxAutonomes/HQD_PTE_RA_MethodologieProposee_28oct2011.pdf.

²³³ Pièce B-0066, page 85, soit 8 210 chauffe-eau.

[475] Afin d'atteindre un objectif de réduction de la puissance de 2 MW, le Distributeur demande un budget de 1 M\$ en 2012. Quelques 20 694 chauffe-eau à trois éléments devraient être vendus dans le cadre de ce programme en 2012 seulement. Considérant les résultats observés en 2011, le Distributeur est confiant d'atteindre l'objectif fixé pour 2012²³⁴.

[476] En ce qui a trait aux chauffe-eau à pompes à chaleur monoblocs, inclus au PTÉ d'efficacité énergétique, la Régie note l'intention du Distributeur de valider l'ensemble des hypothèses retenues, en termes de gain énergétique, de coût ou de surcoût, advenant l'inclusion de cette mesure à un programme²³⁵.

[477] La Régie approuve le budget de gestion de la consommation du Distributeur et note les objectifs de réduction de la puissance prévus.

13.4.7 TRONC COMMUN

[478] Les activités du tronc commun incluent, notamment, la « Planification et conception » ainsi que l'« Évaluation » du PGEÉ.

[479] En matière de « Planification et conception », le Distributeur indique qu'il entamera une réflexion sur un scénario d'intervention en efficacité énergétique en fonction d'une progression de la cible au-delà de 2015. Ce scénario intégrera l'économie d'énergie, la gestion de la consommation et l'utilisation efficace de l'énergie.

[480] À cet égard, le Distributeur rappelle qu'un rapport sur le PTÉ de puissance doit être déposé à l'automne 2012, et précise que :

« en fonction des coûts évités en puissance, présents et anticipés [il verra s'] il y a des mesures qui sont intéressantes. Et là à ce moment-là on pourra aller plus en détail puis regarder lesquels pourraient faire l'objet soit d'un programme commercial de sensibilisation, d'un programme d'aide financière ou autres types de programmes. Mais là pour l'instant on considère que c'est prématuré²³⁶ ».

²³⁴ Pièce B-0044, pages 43 et 44; pièce B-0045, page 13; pièce B-0066, pages 84 à 86.

²³⁵ Pièce A-0048, pages 115 et 116.

²³⁶ Pièce A-0048, pages 146 et 147.

[481] Depuis le premier examen du PGEÉ en 2003, la Régie invite le Distributeur à y inclure des mesures de gestion de la charge²³⁷. Par ailleurs, dans la décision d'octobre 2011 portant sur le plan d'approvisionnement du Distributeur, la Régie lui a demandé d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation²³⁸. **Afin que l'examen du PTÉ de puissance soit utile du point de vue réglementaire, la Régie demande au Distributeur d'entreprendre sans tarder la conception de programmes visant la gestion de la consommation.**

[482] Par ailleurs, le Distributeur évalue la possibilité de comptabiliser les gains énergétiques pour ses activités passées et à venir en lien avec la réglementation en matière d'efficacité énergétique. Il souhaite faire reconnaître tous les efforts et les ressources mis en place qu'ont influencés l'évolution et l'adoption de nouvelles normes ou réglementations²³⁹.

[483] **La Régie ne juge pas opportun que le Distributeur comptabilise dans le PGEÉ les économies d'énergie associées à sa participation future ou passée à des activités de réglementation dont il n'est pas le maître d'œuvre.**

[484] Le Distributeur dépose le calendrier d'évaluation 2012-2013 du PGEÉ. Selon ce calendrier, neuf rapports d'évaluation doivent être déposés à la Régie en 2012²⁴⁰.

[485] En lien avec la section 13.3 de la présente décision, **la Régie demande au Distributeur d'ajouter à son calendrier d'évaluation 2012-2013 l'examen de l'opportunité associé à la Géothermie. Outre cette précision, la Régie approuve le calendrier d'évaluation 2012-2013 soumis par le Distributeur, mais lui demande, en lien avec la section 13.1, de respecter, pour les évaluations à venir, un délai maximal de trois ans entre le début de la période évaluée d'un programme et le dépôt du rapport d'évaluation à la Régie.**

[486] Le budget prévu du tronc commun est de 20 M\$, soit 8,6 % du budget total demandé pour 2012 et 25 % inférieur à celui autorisé pour cette fin pour 2011²⁴¹. **La Régie juge ainsi raisonnable le budget demandé pour le tronc commun du PGEÉ du Distributeur et l'approuve.**

²³⁷ Décision D-2003-110, dossier R-3473-2001, page 37.

²³⁸ Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, page 50.

²³⁹ Pièce B-0044, pages 44 et 45; pièce B-0066, pages 86 à 88; pièce A-0048, pages 263 à 266.

²⁴⁰ Pièce B-0044, pages 48 et 49.

²⁴¹ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 125. Le budget autorisé pour 2011 était de 25 M\$.

13.5 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES ET IMPACT TARIFAIRE

[487] Le Distributeur souhaite mettre à jour le traitement des coûts associés aux opportunistes dans le TCTR et le test du participant (TP). La définition des tests demeure identique mais la méthode de traitement des clients opportunistes est mise à jour. Selon l'ancienne approche, les coûts des mesures supportés par l'ensemble des participants au programme étaient comptabilisés. Or, selon le Distributeur, cette démarche surestime le coût de la mesure, car elle comptabilise des dépenses qui auraient été réalisées par les clients opportunistes même en l'absence du programme, alors que les économies d'énergie de ces clients ne sont pas prises en compte. Par conséquent, le Distributeur propose que ces dépenses soient retirées du coût de la mesure. Selon lui, cette mise à jour améliore la rentabilité des programmes²⁴².

[488] Le Distributeur n'a pas procédé à un balisage exhaustif à cet égard auprès d'autres entités responsables de la livraison de programmes d'efficacité énergétique²⁴³. S.É./AQLPA souligne cependant que la California Public Utility Commission a elle aussi retenu cette orientation en 2007 et l'intervenant recommande à la Régie d'accepter la modification proposée par le Distributeur. Cependant, S.É./AQLPA est en désaccord avec l'exclusion des coûts assumés par les clients opportunistes du calcul du TP. L'intervenant est d'avis que le TP doit inclure tous les gains et tous les coûts des participants, incluant ceux des clients opportunistes²⁴⁴.

[489] Le TCTR permet de calculer la rentabilité d'une intervention pour l'ensemble de la société, en mettant en rapport tous les gains obtenus par l'administrateur du programme et par les participants avec tous les investissements associés à cette intervention, pour l'administrateur du programme et pour les participants. Compte tenu que les opportunistes sont des participants, la Régie considère que leurs investissements doivent être comptabilisés dans le cas du TCTR et du TP. Comme, par ailleurs, le TCTR et le TP sont des indicateurs permettant de calibrer l'aide financière en fonction des taux d'opportunisme et de bénévolat, il importe de tenir compte des coûts complets associés à l'intervention. Enfin, aux strictes fins de comparaison et de suivi annuels, **la Régie considère que la proposition du Distributeur ne peut être retenue. Elle rejette donc la proposition du Distributeur quant à une modification de la méthode de calcul du TCTR et du TP.**

²⁴² Pièce B-0045, pages 43 à 45.

²⁴³ Pièce A-0048, page 268.

²⁴⁴ Pièce A-0054, pages 219 à 221 et 224 à 226.

[490] Suivant l'ancienne méthode de calcul du TCTR et selon les analyses du Distributeur, le PGEÉ 2012 s'avère rentable dans son ensemble. Les résultats des tests de rentabilité du PGEÉ 2012 diffèrent de ceux du PGEÉ 2011. Cette variation est due à l'année d'actualisation des flux monétaires, à la période d'implantation des mesures et à la diminution des coûts évités de fourniture-transport²⁴⁵.

[491] Compte tenu que le budget 2012 autorisé diffère légèrement du budget demandé par le Distributeur, la Régie ne peut prendre acte des résultats des analyses de rentabilité présentées pour l'ensemble du PGEÉ 2012. **La Régie retient, cependant, les résultats des analyses de rentabilité, selon l'ancienne méthode²⁴⁶, présentées pour tous les programmes du PGEÉ 2012, à l'exception du programme de « Récupération de la chaleur des eaux grises » et du Tronc commun.**

[492] Afin de valider la robustesse de ses hypothèses, le Distributeur procède à une analyse de sensibilité du TCTR. Il présente ainsi les résultats d'un scénario favorable et d'un scénario défavorable, basés sur trois variables²⁴⁷ dont l'intervalle de confiance est établi à partir de la moyenne des valeurs observées au cours des cinq dernières années. **La Régie considère que cette approche, ainsi que la valeur des variables, sont conformes aux demandes contenues aux décisions D-2010-022 et D-2011-028.**

[493] Tenant compte d'une variation de 30 % des économies d'énergie, de 16 % des coûts de programme et de 10 % des coûts évités, la Régie observe que le résultat du TCTR est 60 % moins élevé en scénario défavorable que celui qui est présenté par le Distributeur pour le PGEÉ 2012²⁴⁸. Bien que le TCTR demeure positif dans le scénario défavorable, la Régie remarque que la robustesse du PGEÉ est moins grande que ne le laissait présager les analyses de sensibilité des années passées²⁴⁹. Ce constat est préoccupant, d'autant plus que la valeur des variables utilisées pour 2012 repose sur la moyenne des dépenses et des économies d'énergie réelles des cinq dernières années. Il est également préoccupant de constater que le test de neutralité tarifaire demeure fortement négatif dans les deux scénarios, compte tenu de la pression à la hausse sur les tarifs indiquée par ce test.

²⁴⁵ Pièce B-0115, page 8 et pièce B-0044, page 52.

²⁴⁶ Pièce B-0115, page 8.

²⁴⁷ Les coûts de programme, les économies d'énergie et les coûts évités.

²⁴⁸ Pièce B-0115, page 8; pièce B-0091, page 5; pièce B-0044, page 51; pièce B-0045, page 18. La valeur du TCTR pour le PGEÉ 2012 est évaluée à 1 131 M\$ actualisés de 2012.

²⁴⁹ Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, page 61. Le TCTR en scénario favorable était de 2 532 M\$ de 2011 et le TCTR en scénario défavorable était de 931 M\$ de 2011.

[494] Compte tenu que le budget autorisé par la Régie pour le PGEÉ 2012 diffère légèrement de la demande du Distributeur, la Régie ne peut utiliser les données fournies par le Distributeur pour apprécier l'impact du PGEÉ sur ses revenus requis. **À cette fin, la Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 16 mars 2012, à 12 h une mise à jour, tenant compte des budgets autorisés, des tableaux 6.8-Impact sur les tarifs du Distributeur en M\$ courants et 6.9-Impact en 2012 associé aux dépenses de mise en œuvre du PGEÉ sur le coût de service du Distributeur (en M\$)**²⁵⁰.

[495] **En ce qui a trait aux réseaux autonomes, la Régie demande au Distributeur d'évaluer désormais le PGEÉ et tout plan de mesures dans les réseaux autonomes en tenant compte des précisions apportées dans la section 5.2 « Coûts évités et évaluation des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande en réseaux autonomes ».**

13.6 PROMOTION DE LA BI-ÉNERGIE ET DU TARIF DT

[496] Dans sa décision D-2011-028, la Régie considérait qu'une promotion plus active de la bi-énergie et du tarif DT était nécessaire²⁵¹ et demandait la tenue d'une réunion de travail visant à clarifier plusieurs enjeux liés à la bi-énergie et au tarif DT.

[497] Cette réunion s'est tenue le 27 mai 2011²⁵². Le Distributeur annonçait le lancement d'une campagne promotionnelle qui devait débuter en 2011, en concertation avec les distributeurs de mazout, les installateurs et les manufacturiers de systèmes de chauffage ainsi que l'Association québécoise du chauffage au mazout et l'Association québécoise des indépendants du pétrole.

[498] Cette campagne vise, entre autres, à augmenter de 10 % la notoriété du tarif DT auprès de la clientèle qui se chauffe au mazout. Elle vise aussi bien les clients actuels au tarif DT que les anciens clients DT qui ont toujours un système de chauffage bi-énergie fonctionnel²⁵³ ainsi que les clients au mazout qui ont des intentions de conversion à l'électricité²⁵⁴.

²⁵⁰ Pièce B-0044, pages 57 et 58.

²⁵¹ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 128.

²⁵² http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028/HQD_PresentationSeanceInfo_27mai2011.pdf.

²⁵³ Pièce B-0045, page 31.

²⁵⁴ Pièce B-0066, page 104.

[499] Le Distributeur indique que les outils de communication ne sont pas encore prêts et qu'il attend l'accord des associations pour le déploiement d'interventions auprès des clients qui se chauffent au mazout, puisque, selon ces dernières, ces outils pourraient avoir un effet contraire à celui souhaité auprès de cette clientèle pour le maintien du parc de chauffage au mazout²⁵⁵. Le budget prévu pour la campagne en 2012 est de 0,3 M\$, incluant les frais de gestion, de commercialisation, de communication ainsi que les sondages de mesure d'impact de la promotion et de l'impact spécifique sur les clients ayant la climatisation et une piscine chauffée²⁵⁶.

[500] Le ROEÉ souligne que la preuve du Distributeur montre que l'industrie du mazout, loin d'être pénalisée par le tarif bi-énergie, bénéficie au contraire de la rétention d'une partie de la consommation de mazout pour des clients qui seraient autrement entièrement perdus au profit du chauffage tout-à-l'électricité (TAÉ)²⁵⁷. L'intervenant juge souhaitable de diversifier le parc bi-énergie par l'installation d'équipements neufs, tant dans la nouvelle construction que chez les clients existants, et de considérer, pour des raisons environnementales, d'autres formes d'énergie que le mazout²⁵⁸. Le ROEÉ propose une campagne de sensibilisation associée à deux niveaux de subvention : l'une, moins élevée, pour maintenir un client à la bi-énergie en remplaçant certains équipements et l'autre, pour convaincre un client de passer du tarif D au tarif DT, pour tout système d'appoint, incluant les granules de biomasse²⁵⁹.

[501] L'ACEFQ souligne²⁶⁰ l'importance qu'il faudra accorder au traitement de la hausse du bloc patrimonial pour maintenir l'intérêt du tarif DT et donc envers la bi-énergie, selon la répartition qui sera faite de cette hausse entre les deux taux du tarif DT. L'intervenante recommande que la période d'évaluation d'un système bi-énergie couvre le renouvellement d'un système et non seulement le remplacement de composantes. Elle recommande également que la rentabilité globale d'un système soit évaluée sur la base d'une durée de vie raisonnable de 30 ou 35 ans.

[502] Le RNCREQ retient que le système bi-énergie et le principe du tarif DT sont des outils existants efficaces pour diminuer la demande de pointe. L'intervenant note que les systèmes bi-énergie ayant typiquement une trentaine d'années, il faut s'attendre à une période assez intense de renouvellement d'équipements, alors que la preuve montre qu'il

²⁵⁵ Pièce B-0066, page 105.

²⁵⁶ *Ibid.*

²⁵⁷ Pièce C-ROEÉ-0011, page 28.

²⁵⁸ Pièce C-ROEÉ-0011, pages 28, 34 et 35.

²⁵⁹ Pièce C-ROEÉ-16, page 3 et pièce A-0054, pages 190 et 191.

²⁶⁰ Pièce C-ACEFQ-0010, pages 26 à 31 et pièce A-0050, pages 129 et 130.

n'est pas rentable pour le client d'assumer seul de tels coûts de remplacement²⁶¹. Le RNCREQ recommande de mettre en place des incitatifs économiques facilitant l'application élargie de ce tarif à différentes sources d'énergie comme la biomasse, pour diminuer la consommation électrique en pointe, sans pour autant favoriser l'utilisation d'un carburant fossile²⁶².

[503] L'UC note que le tarif DT, sous la forme proposée, pourrait inciter à une augmentation de consommation estivale et que cela peut contribuer à la solution du problème de surplus énergétique du Distributeur, tout en offrant une gestion efficace de la pointe. L'intervenante note que le Distributeur s'engage à s'assurer que les économies générées par les usages estivaux demeurent dans des proportions qui ne nuisent pas à la rentabilité de la bi-énergie et que certaines activités de promotion de la bi-énergie du Distributeur pourraient favoriser le maintien ou le développement de ce moyen de gestion de la pointe²⁶³.

[504] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre la mise en place de sa campagne de promotion de la bi-énergie et du tarif DT. Elle lui demande de présenter un suivi de ses activités à ce sujet lors du prochain dossier tarifaire, incluant un suivi de l'impact de cette campagne sur la notoriété du tarif DT et sur la clientèle ayant un climatiseur ou une piscine chauffée.

14. REVENUS REQUIS

[505] Le Distributeur présente des revenus requis de 10 917,9 M\$ en 2012, détaillés ci-dessous et expliqués aux sections 7, 8, 10 et 11 de la présente décision.

[506] Il importe de préciser que ce montant tient compte de la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre de janvier 2012²⁶⁴.

²⁶¹ Pièce A-0050, pages 170 à 172.

²⁶² Pièce C-RNCREQ-0012, pages 16 et 17.

²⁶³ Pièce C-UC-0010, page 31.

²⁶⁴ Pièce B-0146, page 3.

TABLEAU 30
REVENUS REQUIS

<i>(en M\$)</i>	<i>2010 (réel)</i>	<i>2011 (D-2011-028) Ajustée ⁽¹⁾</i>	<i>2011 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (projeté)</i>	<i>Différence 2012-2011 (D-2011-028)</i>	
Achats d'électricité	4 728,6	4 981,5	5 005,2	5 111,1	129,6	2,6%
Service de transport	2 632,6	2 659,9	2 659,9	2 645,0	(14,9)	(0,6 %)
Distribution						
Charges brutes directes	1 117,7	1 155,6	1 144,7	1 192,1	36,5	3,2 %
Charges de services partagés	486,9	502,7	516,7	521,9	19,2	3,8 %
Coûts capitalisés	(340,2)	(365,8)	(370,6)	(368,4)	(2,6)	0,7 %
Frais corporatifs	31,4	39,0	37,9	36,4	(2,6)	(6,7 %)
Charges d'exploitation	1 295,8	1 331,5	1 328,7	1 382,0	50,5	3,8 %
Achats de combustible	84,5	92,2	92,2	83,6	(8,6)	(9,3 %)
Amortissement et déclassement	832,6	827,8	817,1	915,0	87,2	10,5 %
CFR - projets majeurs	0,0	0,0	(0,6)	1,4	1,4	
Taxes	60,1	54,7	53,5	54,2	(0,5)	(0,9 %)
Autres charges	977,2	974,7	962,2	1 054,2	79,5	8,2 %
Rendement sur la base de tarification	913,6	754,6	738,6	725,6	(29,0)	(3,8 %)
Total Distribution	3 186,6	3 060,8	3 029,5	3 161,8	101,0	3,3 %
Total	10 547,8	10 702,2	10 694,6	10 917,9	215,7	2,0 %

Sources : Pièce B-0021, pages 3 à 6; pièce B-0146, page 3

Note 1 : Décision D-2011-028 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 17,9 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

Masse salariale de -10,2 M\$ (pièce B-0027, page 5);

Autres charges directes de -1,1 M\$ (pièce B-0028, page 3);

Charges de services partagés de 11,3 M\$ (pièce B-0029, page 6).

[507] Les revenus requis pour l'année témoin 2012 sont en hausse de 215,7 M\$ (2,0 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2011. Cette augmentation est principalement attribuable au poste « Achats d'électricité » pour l'électricité postpatrimoniale et au poste « Distribution » pour les charges d'exploitation et la charge d'amortissement.

[508] **Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 10 765,4 M\$ pour l'année témoin 2012.**

TABLEAU 31
ESTIMÉ DES REVENUS REQUIS 2012

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Ajustements provenant de la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS (voir section 6.1)		(28,4)	
Retrait des charges inhérentes au projet LAD (voir section 6.3)		(40,9)	
Ajustement provenant de la décision D-2011-193 relative à l'EGM (voir section 7.1)		4,2	
Transactions financières entre le Distributeur et le Producteur (voir section 7.1)		(17,3)	
Service de transport (voir section 8)		(51,6)	
Ajustement des contrats spéciaux		5,2	
Charges d'exploitation (voir section 10.1.6)		(23,7)	
Revenus requis	10 917,9	(152,5)	10 765,4

[509] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis, en tenant compte des dispositions de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis ainsi ajustés, au plus tard le 16 mars 2012, à 12 h.

15. REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[510] Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 223,6 M\$, pour l'année autorisée 2011, à 209,7 M\$ pour l'année témoin 2012, soit une diminution de 13,9 M\$ (-6,2 %).

TABLEAU 32
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2010 (réel)</i>	<i>2011 (D-2011-028)</i>	<i>2011 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (projeté)</i>	<i>Différence 2012-2011 (D-2011-028)</i>	
Facturation externe émise	104,6	112,2	103,0	94,8	(17,4)	(15,5 %)
Facturation interne émise	72,0	72,3	73,3	74,8	2,5	3,5 %
Récupération de coûts	45,9	37,6	37,6	38,3	0,7	1,9 %
Crédits d'intérêt reliés au remboursement gouvernemental	2,2	1,5	2,0	1,8	0,3	20,0 %
Total	224,7	223,6	215,9	209,7	(13,9)	(6,2 %)

Source : Pièce B-0046, page 3

[511] La facturation externe émise est en baisse de 17,4 M\$ (-15,5 %), pour l'année témoin 2012, par rapport au montant autorisé en 2011 et de 8,2 M\$ (-8,0 %) par rapport à celui de l'année de base 2011. Certains éléments de la facturation externe émise sont abordés ci-après.

[512] Ainsi, les frais d'administration s'élèvent à 63,3 M\$ pour 2012 comparativement au montant autorisé de 80,0 M\$ en 2011 et à 69,7 M\$ pour l'année de base 2011. Le Distributeur explique l'écart entre le montant autorisé en 2011 et le montant pour l'année de base 2011 par un niveau d'inventaire des comptes à recevoir actifs, sur lesquels s'appliquent les frais d'administration, plus bas qu'anticipé. Selon le Distributeur, la stratégie d'intervention en recouvrement des deux dernières années a permis de changer considérablement le niveau des comptes à recevoir actifs.

[513] Les revenus provenant du programme relatif à la subtilisation d'énergie sont estimés à 1,8 M\$ pour 2012 comparativement au montant autorisé de 4,5 M\$ en 2011 et à 3,8 M\$ pour l'année de base 2011. Ces revenus représentent la portion ponctuelle des revenus de subtilisation attribuable au redressement de l'énergie détournée et aux pénalités et frais applicables.

[514] Bien que les frais de mise sous tension soient maintenus à 10,0 M\$ en 2012, en fonction du montant autorisé en 2011 et pour l'année de base 2011, les revenus réels en 2009 et 2010 sont de l'ordre de 13 M\$.

[515] Certains intervenants notent une sous-estimation systématique des revenus autres. L'ACEFQ recommande de rehausser de 15 M\$ les revenus autres.

[516] En ce qui a trait au programme relatif à la subtilisation d'énergie, l'ACEFQ partage l'opinion de l'UMQ quant au rehaussement de la prévision en 2012 au même niveau que celle de l'année de base 2011, soit au montant de 3,8 M\$.

[517] La Régie constate, au tableau 33, une sous-estimation des revenus autres sur la période 2006-2010.

TABLEAU 33
ÉVOLUTION DES REVENUS AUTRES SUR LA PÉRIODE 2006-2012

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2006	144,5	154,5	166,9	22,4	15,5 %
2007	153,5	163,3	183,8	30,3	19,7 %
2008	157,2	175,2	199,9	42,7	27,2 %
2009	177,2	206,5	212,2	35,0	19,8 %
2010	203,7	209,7	224,7	21,0	10,3 %
2011	223,6	215,9			
2012	209,7				

Sources : Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, page 55; décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, page 63; décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 68; décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 111; décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 132; pièce B-0046, page 3

[518] Dans sa décision D-2011-028²⁶⁵, la Régie a retenu la position du Distributeur à l'effet qu'il avait suffisamment ajusté à la hausse le niveau anticipé de ses frais d'administration en présentant, pour l'année témoin 2011, une prévision supérieure de 12 % à celle de l'année de base 2010 et de 29 % à celle de l'année autorisée 2010.

²⁶⁵ Dossier R-3740-2010, pages 132 et 133.

[519] Par contre, la Régie note qu'en 2012, le Distributeur ajuste à la baisse le niveau anticipé de ses frais d'administration en présentant, pour l'année témoin 2012, une prévision inférieure de 9 % à celle de l'année de base 2011 et de 21 % à celle de l'année autorisée 2011.

[520] Les explications du Distributeur pour justifier la baisse des prévisions n'ont pas convaincu la Régie. En conséquence, elle établit la prévision 2012 des frais d'administration au niveau de celle de l'année de base 2011. En ce qui a trait aux revenus provenant du programme relatif à la subtilisation d'énergie et aux frais de mise sous tension, la Régie fixe leurs prévisions 2012 respectivement au niveau de celle de l'année de base 2011 et du montant de l'année historique 2010.

[521] La Régie demande donc de rehausser les revenus autres que les ventes d'électricité d'un montant global de 10 M\$, notamment pour les frais d'administration, la subtilisation d'énergie et les frais de mise sous tension.

[522] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus autres que les ventes d'électricité et de les déposer à la Régie au plus tard le 16 mars 2012, à 12 h.

16. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[523] Le Distributeur soumet la répartition de son coût de service par catégories de consommateurs à la pièce B-0049. Il n'apporte aucune modification aux méthodes applicables pour l'année 2012.

[524] La Régie prend acte de la répartition du coût de service proposée par le Distributeur.

17. CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

17.1 MODIFICATIONS AUX *CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ*

17.1.1 MODIFICATIONS RELATIVES AUX COMPTEURS CROISÉS

[525] La notion de compteurs croisés est définie par le Distributeur comme une situation où l'électricité facturée à une adresse correspond à l'électricité mesurée par un autre compteur que celui qui est réellement raccordé à son adresse²⁶⁶. Il en résulte que le client est facturé pour l'électricité utilisée par un autre client et vice-versa.

[526] De 2008 à 2010, le traitement de dossiers de compteurs croisés a occasionné des ajustements de facturation pour plus de 4 700 abonnements, à majorité d'usage domestique. Le Distributeur dit constater une tendance à la hausse durant les dernières années.

[527] Le Distributeur estime qu'environ 75 % des cas de compteurs croisés portent sur une durée d'anomalie de moins de 36 mois et 33 % sur une durée de moins de six mois.

[528] Les modalités de corrections applicables dans le cas de compteurs croisés sont fixées au paragraphe 4^o de l'article 11.5 des *Conditions de service d'électricité* (les Conditions de service). Il y est notamment prévu que les redressements de factures s'appliquent pour toutes les périodes de consommation affectées.

[529] Selon le principe de réciprocité, le montant remboursé par un client au Distributeur est égal à celui que ce dernier réclame à l'autre client. Toutefois, l'expérience du Distributeur montre qu'il est difficile, voire même impossible, d'obtenir le remboursement de certaines réclamations, d'où un écart entre les crédits remboursés et les débits facturés. Le Distributeur mentionne que l'application des modalités actuelles est une source d'insatisfaction pour les clients qui se voient réclamer des ajustements de factures pour des abonnements dont ils ne sont plus titulaires. Il ajoute qu'il est également possible que ces montants réclamés soient très élevés, ce qui peut affecter de façon significative la situation financière d'un client.

²⁶⁶ Pièce B-0051, page 5.

[530] Pour ces raisons, le Distributeur demande d'apporter certaines modifications aux modalités actuelles, afin de limiter la période de redressement potentielle et favoriser une meilleure équité dans ses relations avec les clients. Il estime que la solution consiste à appliquer les mêmes périodes de redressement que celles applicables aux corrections d'erreurs de facturation prévues aux paragraphes 1^o et 2^o de l'article 11.5 des Conditions de service avec certains ajustements et ajouts²⁶⁷. Ainsi, en vertu de la modification proposée par le Distributeur, la période de réclamation au client serait limitée à six mois²⁶⁸ alors que la période de remboursement au client serait d'une durée maximale de 36 mois.

Clients liés

[531] Lors d'une situation de compteurs croisés dont les titulaires d'abonnement impliqués en débit et en crédit sont « liés », le Distributeur propose d'introduire une clause à l'effet qu'aucune correction ne soit apportée aux factures de ces abonnés.

[532] À cet égard, il propose l'introduction d'une définition de « clients liés » qui couvre les liens familiaux entre personnes physiques et les liens commerciaux entre personnes physiques, morales ou sociétés, notamment quant aux notions de contrôle et d'actionnaires, administrateurs ou dirigeants communs²⁶⁹.

Connaissance de la situation par le client

[533] Le Distributeur propose également d'ajouter une règle prévoyant que, si le titulaire en débit savait ou devait savoir que la consommation facturée n'était pas la sienne et qu'il n'en a pas avisé le Distributeur dans un délai raisonnable, il ne devrait pas alors bénéficier de l'application de la limite de six mois de rétrofacturation. La correction serait alors effectuée pour toutes les périodes affectées, mais n'excédant pas 36 mois. Le Distributeur est d'avis que cette règle est cohérente avec celle prévue à l'article 6.2 des Conditions de service²⁷⁰.

²⁶⁷ Pièce B-0051, pages 7 à 10.

²⁶⁸ Douze mois dans les cas d'un abonnement d'usage autre que domestique pour lequel la puissance et l'énergie sont mesurées.

²⁶⁹ Pièce B-0051, pages 10 et 13.

²⁷⁰ Pièce B-0051, page 10.

[534] L'ACEFQ soumet que « *la détection du problème de compteurs croisés relève de la responsabilité première des propriétaires* ». Elle ajoute ce qui suit :

« La clientèle en général ne devrait pas assumer les pertes associées au processus de compensation [...]. Par contre, nous considérons que la récupération des sommes auprès du locataire avantagé ne doit pas mettre en péril sa situation financière, considérant qu'il n'est habituellement pas responsable du problème²⁷¹; »

[535] OC est d'avis que « *le balisage du traitement des cas de compteurs croisés est équitable pour l'ensemble de la clientèle et devrait permettre de diminuer son coût de traitement* ». L'intervenante aurait toutefois « *aimé que le Distributeur fournisse des chiffres appuyant cette hypothèse* ». Elle juge également que la mesure proposée « *permettra la réduction d'un fardeau financier trop élevé dans l'hypothèse où un consommateur se voit réclamer des frais élevés lorsque son compteur est croisé depuis plusieurs années²⁷²* ».

[536] En ce qui a trait à l'introduction de la définition de « clients liés », OC est satisfaite de l'encadrement proposé par le Distributeur. L'intervenante s'inquiète toutefois de l'impact potentiel des cas de clients liés sur les coûts juridiques du Distributeur et suggère de suivre avec attention son évolution²⁷³.

[537] L'UC considère que la demande du Distributeur n'assure pas la neutralité entre les sommes susceptibles d'être réclamées par le Distributeur et celles qui devraient lui être remboursées par les clients concernés²⁷⁴.

[538] L'intervenante précise que la période minimale ou maximale pendant laquelle le Distributeur devrait être tenu de relocaliser un client devrait être la même selon qu'il s'agit d'un crédit ou d'un débit et qu'elle devrait effectivement être limitée dans le temps. L'intervenante considère important « *de ne pas ni, d'une part, imposer au Distributeur une charge administrative excessive par rapport au montant en jeu, ni, d'autre part, de le libérer d'une responsabilité qui pourrait donner lieu à un traitement discriminatoire ou*

²⁷¹ Pièce C-ACEFQ-0019, page 14.

²⁷² Pièce C-OC-0008, page 12.

²⁷³ Pièce C-OC-0008, page 13.

²⁷⁴ Pièce C-UC-0012, page 35.

*inéquitable en terme de montants remboursés versus réclamés dans le cas des traitements des compteurs croisés*²⁷⁵ ».

[539] L'UC recommande de maintenir dans les Conditions de service des dispositions, applicables aux cas des compteurs croisés, distinctes de celles relatives au traitement des erreurs de facturation²⁷⁶.

[540] Quant aux « clients liés », l'UC considère que cette disposition contreviendrait à l'objectif de neutralité et occasionnerait des problèmes et des litiges additionnels. Elle mentionne que cette disposition est inappropriée, en plus d'être possiblement inapplicable dans le cadre des recours des consommateurs.

[541] Enfin, l'UC est d'avis que la proposition du Distributeur relativement aux cas de connaissance de la situation par le client « *aurait pour effet de le placer [le Distributeur] dans une position de juge et partie dans les cas de réclamation à des clients et de traitement des plaintes des consommateurs et que, pour cette raison, elle risque notamment de compromettre un règlement équitable des plaintes des consommateurs et est conséquemment irrecevable*²⁷⁷ ».

[542] L'intervenante précise, à cet égard, que selon la modification proposée par le Distributeur, celui-ci pourrait réclamer un remboursement à un client jusqu'à 36 mois rétroactivement, sur la base d'une évaluation qu'une présomption de connaissance de la situation par le client est plus ou moins vraisemblable. Selon l'intervenante, cette proposition a pour effet d'éloigner le Distributeur du principe de neutralité des sommes réclamées par rapport à celles remboursées. Il s'arroge aussi le droit de disposer d'un cas de compteurs croisés comme s'il s'agissait de subtilisation d'énergie. Finalement, il impose au client visé par la réclamation un fardeau de preuve qui devrait être celui du Distributeur soit, pour ce dernier, de démontrer que ce client ne pouvait pas ignorer la situation²⁷⁸.

²⁷⁵ Pièce A-0050, pages 237 à 239.

²⁷⁶ Pièce C-UC-0012, page 23.

²⁷⁷ Pièce C-UC-0012, page 35.

²⁷⁸ Pièce C-UC-0014, pages 4 et 5.

[543] La Régie est d'avis qu'il y a lieu de conserver le principe actuel de symétrie entre les périodes de redressement, qu'il s'agisse d'un cas de débit ou d'un cas de crédit. **En conséquence, elle fixe à trois ans la période maximale de rétrofacturation, tant pour la réclamation à un client que pour le remboursement à l'autre client.**

[544] **La Régie juge qu'il n'est pas approprié de retenir la proposition du Distributeur en ce qui a trait aux cas de « clients liés ».** En effet, d'une part, les périodes applicables au débit et au crédit sont identiques par la symétrie que la Régie maintient. D'autre part, cette proposition du Distributeur aurait pour effet de traiter les « clients liés » différemment des autres clients. De plus, la Régie partage l'opinion de l'UC en ce qui a trait aux difficultés que représente l'application de telles règles.

[545] **Enfin, en ce qui a trait aux cas de connaissance de la situation par le client, cette proposition n'est plus pertinente, puisque la période applicable au débit et au crédit est identique et est limitée à trois ans.**

17.1.2 AUTRES MODIFICATIONS

[546] Le Distributeur propose la modification de l'article 19.1 des Conditions de service, afin de refléter le remplacement des Conditions de service actuellement en vigueur par celles qui le seront à compter du 1^{er} avril 2012. Il propose également la modification de l'article 19.2 et que, dorénavant, cet article soit mis à jour annuellement pour tenir compte des nouvelles dates d'entrée en vigueur des Conditions de service.

[547] **La Régie approuve ces modifications.**

17.2 BASE D'ÉTABLISSEMENT DES PRIX, COÛTS ET FRAIS LIÉS À L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

[548] Les prix, coûts et frais liés à l'alimentation électrique sur lesquels s'appuie le calcul du différentiel du coût et qui figurent au chapitre 12 des Tarifs, sont révisés annuellement en vertu de la décision D-2007-81²⁷⁹. Le Distributeur effectue cette révision sur la base des données disponibles au moment du dépôt du dossier tarifaire, en utilisant la grille de calcul de l'annexe VI des Conditions de service.

[549] Pour l'année 2012, le Distributeur indique que les coûts relatifs à certains contrats d'approvisionnement en matériaux aériens et souterrains ont connu une hausse particulièrement marquée, en raison des augmentations de prix des matières premières, notamment ceux des métaux et des plastiques. Plus spécifiquement, ces augmentations ont fortement touché le coût des câbles de moyenne et de basse tension utilisés en souterrain.

[550] Ces augmentations de coûts se traduisent par une pression modérée sur les prix unitaires pour le prolongement de ligne en aérien pour 2012. Ainsi, plusieurs des prix associés au coût des travaux en réseau aérien, qui avaient connu une baisse en 2011, retournent au niveau en vigueur au 1^{er} avril 2010.

[551] Le Distributeur présente également les principales variations des taux de la grille de calcul. Ces taux ont été établis de manière à incorporer au coût des travaux les autres coûts qui ne sont pas déjà intégrés aux coûts unitaires. Le Distributeur présente un processus lui permettant de distinguer plus précisément les coûts des travaux en aérien de ceux en souterrain.

²⁷⁹ Dossier R-3535-2004.

TABLEAU 34
PRINCIPALES VARIATIONS DES TAUX DE LA GRILLE DE CALCUL DU COÛT DES TRAVAUX
PRÉVUE À L'ANNEXE VI DES *CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ*

	<i>Taux* en vigueur</i>		<i>Variations</i>
	<i>au 1^{er} avril</i>		
	<i>2011</i>	<i>2012</i>	
Provision pour l'exploitation et l'entretien futurs – aérien	18,1 %	20,3 %	+ 2,2 %
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes – aérien	21,9 %	23,9 %	+ 2,0 %
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes – souterrain	27,6 %	30,5 %	+ 2,9 %
Main-d'oeuvre pour effectuer les travaux et se transporter	149 \$/h	156 \$/h	+ 4,7 %

Source : Pièce B-0052, page 9

** Ces taux se retrouvent à la section 12.7 des Tarifs et conditions du Distributeur.*

[552] Le Distributeur explique que la hausse des frais d'ingénierie et de gestion des demandes pour l'aérien et le souterrain est attribuable au fort taux de roulement du personnel de réalisation de l'ingénierie. Le comblement des départs du personnel d'expérience par des employés inexpérimentés nécessite, selon le Distributeur, des efforts d'intégration, de compagnonnage et de tutorat, provoquant ainsi un temps de réalisation supérieur pour le même type de projets²⁸⁰.

[553] La Régie prend acte des prix, coûts et frais liés à l'alimentation électrique révisés par le Distributeur et des taux révisés au chapitre 12 des Tarifs.

[554] Dans sa décision D-2011-028, la Régie demandait au Distributeur de présenter sa réflexion sur les impacts que pourrait avoir une diminution soutenue des sorties de magasin de matériaux pour le souterrain sur la croissance des frais de gestion qui leur sont imputés, étant donné la méthode de recouvrement qu'utilise le Distributeur²⁸¹.

²⁸⁰ Pièce B-0067, page 107.

²⁸¹ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, paragraphes 555 et 556.

[555] Le Distributeur rappelle que les frais de gestion des matériaux pour le souterrain correspondent au ratio entre le coût de gestion de ces matériaux et la valeur des sorties de magasins de ces derniers. Le coût de gestion des matériaux pour le réseau souterrain repose sur une entente client fournisseur avec le groupe CSP²⁸².

[556] En réponse à la Régie, le Distributeur indique que « *l'entente client fournisseur est réévaluée annuellement. Cependant, des ajustements sont effectués lorsqu'il y a une hausse ou une baisse substantielle du nombre de transaction-magasin (sorties et retour)*²⁸³ ».

[557] Le Distributeur conclut que, dans la foulée d'une diminution soutenue de la valeur des sorties de matériaux, l'entente client-fournisseur serait ajustée à la baisse et donc qu'à moyen terme une diminution soutenue des sorties de magasin de matériaux pour le souterrain aurait pour effet d'entraîner à la baisse les frais de gestion de ces matériaux, « *les faisant converger vers un niveau moyen déjà observé*²⁸⁴ ».

[558] La Régie prend acte de la réflexion du Distributeur et l'invite à effectuer, lorsque nécessaire, les ajustements dont il fait état, de manière à maintenir ces frais à des niveaux raisonnables.

18. TARIFS DE DISTRIBUTION

[559] Lors du dépôt du dossier tarifaire, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation globale des tarifs de 1,7 % à compter du 1^{er} avril 2012.

[560] Le Distributeur propose l'application uniforme de la hausse tarifaire avec une modulation différente à l'intérieur de chacun des tarifs, afin de préserver ou d'améliorer le signal de prix. Le Distributeur suggère d'appliquer la hausse tarifaire en priorité aux composantes sur lesquelles les clients peuvent agir, soit la deuxième tranche des tarifs domestiques et la composante énergie des tarifs généraux.

²⁸² Pièce B-0052, page 51.

²⁸³ Pièce B-0067, page 108.

²⁸⁴ Pièce B-0052, page 51.

[561] Le Distributeur propose également les modifications tarifaires suivantes :

- l'abrogation du tarif de transition destiné aux clients bénéficiant d'un contrat spécial;
- la modification du tarif de rodage pour les clients du tarif L;
- des modifications aux tarifs d'éclairage public;
- des ajustements au tarif D.

18.1 ABROGATION DU TARIF DE TRANSITION

[562] Le tarif de transition est réservé aux clients industriels de grande puissance et titulaires d'un contrat spécial arrivant à échéance. Ce tarif permet de faire progresser, sur une période de quatre ans, la facture associée à un contrat spécial vers le tarif L. Le tarif de transition s'applique à compter du 1^{er} jour suivant la date d'expiration du contrat spécial.

[563] Le Distributeur propose d'abroger le tarif de transition. Il est d'avis que les modalités devraient faire partie dorénavant des négociations entre le client et le gouvernement, afin d'être intégrées au contrat spécial²⁸⁵.

[564] Dans sa plaidoirie, le Distributeur précise qu'il demande une application immédiate. Il soumet que dans un contexte réglementaire, le tarif de transition devient un tarif préférentiel et que ce n'est ni à la clientèle ni au Distributeur d'en assumer les coûts.

[565] Le Distributeur souligne qu'il n'y a aucun client présentement sur le tarif de transition « *et je vous soulignerai qu'il n'y a aucun client présentement sur le tarif de transition, ça fait qu'il n'y a personne qui perd de droits, il n'y a pas de question de droits transitoires qui s'applique, il n'y a personne sur ce tarif-là. Un tarif, ce n'est pas un droit acquis* ». Il enchaîne en soulignant que la Régie a déjà abrogé des tarifs « *et je vous soulignerais le tarif DH de l'an dernier, qui a été abrogé de manière beaucoup plus directe [...] le tarif DH est disparu du jour au lendemain [...] je vous soulignerais également qu'au tarif DH, il y avait des clients; ici, il n'y a même pas de clients*²⁸⁶ ».

²⁸⁵ Pièce B-0054, page 42.

²⁸⁶ Pièce A-0054, pages 51 et 52.

[566] En réponse à l'argument de l'AQCIE/CIFQ en ce qui a trait aux droits acquis, le Distributeur soumet que « *la seule possibilité de se prévaloir d'une loi ne saurait fonder un droit acquis* ». Il précise qu'il y a deux critères de reconnaissance d'un droit acquis : la situation juridique doit être concrète et elle doit être constituée au moment du changement²⁸⁷.

[567] L'AQCIE/CIFQ est d'accord avec l'abrogation du tarif de transition. Toutefois, il est d'avis qu'il est inéquitable pour les clients bénéficiant actuellement d'un contrat spécial de donner un effet rétroactif à cette abrogation.

[568] L'intervenant soumet que si la Régie décidait d'abroger le tarif de transition, elle devrait refuser de s'immiscer dans les ententes intervenues entre le gouvernement et le client en donnant à l'abrogation demandée un effet rétroactif à l'avantage d'Hydro-Québec et au détriment de ses cocontractants. Ainsi, l'intervenant recommande plutôt à la Régie de surseoir à sa décision sur la demande d'abrogation en vue de laisser aux intéressés le temps de considérer une solution équitable²⁸⁸.

[569] Selon l'AQCIE/CIFQ, la façon la plus simple de procéder à l'abrogation du tarif, si tel est le désir de la Régie, sans porter atteinte aux droits de la clientèle qui détient actuellement des contrats spéciaux, serait de modifier la phrase introductive de l'article 5.29 des Tarifs comme suit « *La présente section vise les clients industriels de grande puissance, titulaires d'un contrat spécial conclu avec le Distributeur, avant le premier (1er) avril deux mille douze (2012), qui arrive à échéance*²⁸⁹ ».

[570] La Régie ne juge pas approprié de donner suite à cette proposition de l'AQCIE/CIFQ et ne retient pas les arguments présentés par cet intervenant à l'égard des droits acquis, pour les motifs invoqués par le Distributeur.

[571] La Régie est d'accord avec les arguments du Distributeur ayant trait à l'abrogation du tarif de transition. Elle est notamment d'avis que le tarif de transition est un tarif préférentiel dont les coûts n'ont pas à être assumés par l'ensemble de la clientèle. En conséquence, **la Régie abroge le tarif de transition à compter du 1^{er} avril 2012.**

²⁸⁷ Pièce A-0057, pages 20 à 23.

²⁸⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, page 24.

²⁸⁹ Pièce A-0054, page 133.

18.2 MODALITÉS RELATIVES AU RODAGE

[572] Les modalités du tarif L relatives au rodage de procédés industriels ont été conçues pour les clients qui désirent mettre au point de nouveaux équipements dans le but de les exploiter régulièrement par la suite. Elles sont offertes tant aux clients existants qu'aux nouveaux clients.

[573] Les modalités du tarif de rodage consistent à laisser temporairement de côté les clauses relatives à la facturation de la puissance au tarif L et à facturer la consommation à un prix moyen majoré de 1 à 4 %. Cette majoration incite le client à cesser de se prévaloir des modalités relatives au rodage dès que le facteur d'utilisation de l'usine revient à son niveau normal.

[574] Pour répondre à certaines problématiques, le Distributeur propose des modifications aux Tarifs, notamment aux modalités applicables aux clients existants (article 5.35) et aux nouveaux clients (article 5.36) et à la clause de cessation des modalités de rodage (article 5.37).

Clients existants

[575] Pour les clients existants, le Distributeur propose d'inclure la composante énergie à la facture minimale par période de consommation. La facture minimale serait établie à partir de la moyenne des puissances à facturer et de l'énergie des 12 périodes de consommation qui précèdent la période de rodage. Cette facture minimale dissuaderait le client de demeurer au rodage lorsque sa consommation est inférieure à sa consommation moyenne des 12 mois précédant le rodage. Ainsi, le client réellement en croissance ne serait pas affecté par la facture minimale.

Nouveaux clients

[576] Pour les nouveaux clients, l'expérience du Distributeur indique un manque d'incitatif pour passer au tarif général L avant le délai prescrit, en raison de l'absence de facture minimale et du risque que le client n'atteigne pas le seuil de puissance minimale nécessaire pour être assujéti au tarif L, soit 5 000 kW. Ainsi, le Distributeur propose d'introduire une facture minimale par période de consommation, après 12 mois de rodage au tarif L. La facture minimale serait établie à partir de la moyenne des puissances

maximales appelées, sans toutefois être inférieure à 5 000 kW, et de l'énergie des trois dernières périodes de consommation de la première année de rodage.

[577] En raison d'une telle définition de la facture minimale, le client n'ayant pu concrétiser son projet et dont les appels de puissance demeurent inférieurs à 5 000 kW aurait intérêt à remettre en question son adhésion aux modalités du tarif L relatives au rodage dès la 13^e période de consommation. Il pourrait alors réviser rétroactivement ses factures en vertu de l'article 5.9 des Tarifs, en adoptant les modalités du tarif M relatives au rodage.

Cessation

[578] Le Distributeur souhaite une modification à l'article 5.37 des Tarifs, afin de lui permettre de mettre fin aux modalités relatives au rodage d'un client, moyennant un préavis de 30 jours, si le client n'est pas en mesure de démontrer que son usine est toujours en rodage²⁹⁰. Cette nouvelle clause serait applicable tant à l'égard d'un client existant qu'à l'égard d'un nouveau client.

Restriction

[579] Afin d'éviter que le client ne dépasse la puissance consentie durant des périodes de restriction, le Distributeur propose d'introduire une clause similaire à celle appliquée à l'option d'électricité additionnelle. Une telle clause permettrait au Distributeur d'imposer un prix dissuasif de 0,50 \$ le kWh à la consommation qui dépasserait le niveau de puissance prévu après la période de rodage, ce niveau de puissance faisant l'objet d'une entente préalable à l'adhésion.

Délai

[580] Pour bénéficier des modalités relatives au rodage, les conditions actuelles requièrent qu'un client avise le Distributeur au plus tard 10 jours avant le début du rodage. Le Distributeur propose que le délai pour l'estimation de la puissance et de l'énergie requise passe de dix à cinq jours ouvrables avant le début du rodage²⁹¹. En audience, le Distributeur explique que cette modification du délai est à l'avantage du

²⁹⁰ Pièce B-0054, pages 43 à 45.

²⁹¹ Pièce B-0056, page 12.

client qui peut ainsi attendre d'être plus près du moment où il va faire le rodage avant d'aviser le Distributeur²⁹².

[581] L'AQCIE/CIFQ est d'accord avec le constat du Distributeur quant à la problématique énoncée. Toutefois, il estime que les modifications proposées vont trop loin. L'intervenant est d'avis que la source du problème soulevée par le Distributeur est la présence d'une durée fixe d'application du tarif de rodage de 12 ou 24 périodes de consommation, selon qu'il s'agit d'un client existant ou d'un nouveau client. Il indique que la période de temps nécessaire au rodage varie d'une usine à l'autre, selon les équipements installés. En conséquence, il propose d'en définir la durée, dès l'adhésion du client au tarif de rodage, et de prévoir la possibilité, pour le Distributeur et son client, de convenir d'une extension de cette durée, si nécessaire.

[582] L'AQCIE/CIFQ est d'avis que l'introduction de la composante énergie à la facturation minimale est superflue, puisque l'octroi au Distributeur du droit de mettre fin aux modalités de rodage est suffisant. L'intervenant ajoute que l'introduction de la composante énergie serait contre-productive, puisqu'elle rendrait le tarif de rodage plus cher dans certains cas que le tarif L. Il explique cette situation par le fait que l'installation de nouveaux équipements peut débuter par une baisse importante de la puissance appelée, en raison du retrait des équipements en cours de production. Dans un tel cas, non seulement la puissance diminuerait, mais aussi l'énergie consommée. L'intervenant ajoute que, dans ces conditions, il se pourrait qu'un client s'abstienne d'utiliser les modalités du rodage, puisque cela lui reviendrait plus cher. Ainsi, il est d'avis que cette modification serait nuisible à une saine utilisation du tarif de rodage.

[583] En ce qui a trait au droit du Distributeur de mettre fin au rodage, l'AQCIE/CIFQ est d'avis que la proposition du Distributeur donnerait à celui-ci un important pouvoir, sans qu'il n'y ait de mécanisme qui permettrait de le baliser²⁹³.

[584] La Régie constate que l'argument de l'AQCIE/CIFQ quant à la durée fixe d'application du tarif de rodage relève d'une mauvaise interprétation de sa part des articles pertinents. Ceux-ci font mention d'une période maximale, ce qui peut inclure des durées inférieures.

²⁹² Pièce A-0048, pages 19 et 20.

²⁹³ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, page 20.

[585] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur quant aux modifications proposées, tant pour les clients existants que pour les nouveaux clients. En ce qui a trait aux modalités relatives à la cessation, la Régie est sensible à la préoccupation de l'AQCIE/CIFQ à l'effet qu'il n'y a pas de mécanisme permettant de baliser le droit du Distributeur de mettre fin au rodage. Toutefois, la Régie prend acte du fait que le Distributeur est en constante relation avec ses clients industriels et que des discussions vont nécessairement précéder la cessation de l'application des modalités de rodage par le Distributeur.

[586] La Régie approuve l'ensemble des modifications proposées par le Distributeur en regard des modalités du tarif L relatives au rodage.

18.3 TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC ET SENTINELLE

[587] Le Distributeur offre deux types de service d'éclairage : les services d'éclairage public général ou complet ainsi que le service d'éclairage Sentinelle.

[588] Les services d'éclairage offerts par le Distributeur font partie de la catégorie tarifaire de petite puissance et sont calibrés sur la base du tarif G. Le prix facturé correspond à la première tranche d'énergie de ce tarif. La consommation associée à l'éclairage public n'est généralement pas mesurée, elle est plutôt estimée sur la base de la puissance raccordée et d'une utilisation mensuelle de 345 heures, ou de 720 heures dans les cas où l'installation est utilisée 24 heures par jour²⁹⁴.

[589] Il est à noter que le tarif complet d'éclairage public inclut la fourniture, l'exploitation et l'entretien des luminaires, contrairement au service général d'éclairage public.

[590] La présente demande du Distributeur s'inscrit dans la réforme tarifaire amorcée lors du dossier tarifaire 2008-2009²⁹⁵.

²⁹⁴ Pièce B-0054, page 46.

²⁹⁵ Dossier R-3644-2007.

[591] Historiquement, le tarif ne comprend pas de redevance parce que son application par point de livraison, donc, généralement par luminaire, aurait rendu son coût prohibitif. Les clients de l'éclairage public paient donc une facture plus faible que les clients mesurés et facturés au tarif G, puisque ces derniers doivent en plus payer une redevance d'abonnement. Le Distributeur propose d'augmenter graduellement le prix de l'énergie, afin de rejoindre le prix moyen facturé aux clients sans puissance du tarif G. Il en résulterait, au moment de la demande, une augmentation du tarif d'éclairage de l'ordre de 4,3 %. Le Distributeur propose d'étaler cette augmentation, à laquelle s'ajoute la hausse tarifaire proposée, sur une période de deux ans, de façon à limiter l'impact à 3 % au-delà de la hausse tarifaire moyenne du tarif G. Une fois le rattrapage terminé, le Distributeur continuera d'appliquer la hausse tarifaire moyenne du tarif G.

[592] Selon le Distributeur, cette modification favorisera le recours au mesurage, lorsque c'est possible. Il est d'avis qu'en payant un prix équivalent au tarif G, les clients du service auront avantage à regrouper leurs luminaires pour en mesurer la consommation, afin d'être admissibles au meilleur tarif applicable et de possiblement réduire leur facture²⁹⁶.

[593] Par ailleurs, le Distributeur propose de retirer les luminaires à vapeur de mercure du texte des Tarifs, ces luminaires ayant été remplacés au cours des dernières années par des luminaires à vapeur de sodium à haute pression, ces derniers présentant des avantages environnementaux et en efficacité énergétique.

[594] Enfin, le Distributeur n'envisage pas d'abroger le service d'éclairage Sentinelle, entre autres afin d'assurer la sécurité des clients dont le luminaire est installé sur un poteau du Distributeur utilisé également à d'autres fins. Puisqu'il s'agit d'un service qui n'est plus offert aux nouveaux abonnés, il propose de continuer d'appliquer la hausse tarifaire moyenne aux tarifs du service d'éclairage Sentinelle.

[595] La Régie est d'accord avec l'ensemble des arguments du Distributeur.

²⁹⁶ Pièce B-0054, page 47.

[596] **La Régie autorise le rattrapage du tarif d'éclairage public** selon les modalités proposées par le Distributeur, afin qu'il rejoigne le prix moyen facturé aux clients du tarif G sans puissance.

[597] **La Régie prend acte de l'orientation du Distributeur, une fois le rattrapage terminé, de continuer d'appliquer la hausse tarifaire moyenne du tarif G.**

[598] **La Régie autorise la hausse tarifaire demandée, corrigée de la baisse découlant de la présente décision, aux tarifs du service d'éclairage public. Elle autorise également le retrait des luminaires à vapeur de mercure du texte des Tarifs.**

[599] **La Régie autorise la hausse tarifaire demandée, corrigée de la baisse découlant de la présente décision, aux tarifs du service d'éclairage Sentinelle.**

18.4 TARIFS DOMESTIQUES

[600] Les tarifs domestiques sont les tarifs D, DM et DT. Ils s'appliquent à plus de trois millions d'abonnés.

[601] Le tarif D sert de base aux autres tarifs domestiques.

18.4.1 LES TARIFS D ET DM

[602] Le tarif D s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée à des fins d'habitation et livrée pour une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation lorsque le mesurage est collectif²⁹⁷.

²⁹⁷ Le tarif DM s'applique également à l'abonnement ayant débuté avant le 1^{er} avril 2008.

[603] Le Distributeur propose de poursuivre la réforme tarifaire approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-024²⁹⁸ et reconfirmée dans sa décision D-2009-016²⁹⁹. Les ajustements proposés au 1^{er} avril 2012 sont les suivants :

- un gel de la redevance;
- une hausse plus importante du prix de la deuxième tranche d'énergie;
- pour les tarifs D et DM, le Distributeur propose de faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que sur le prix de la première tranche, afin de favoriser davantage l'efficacité énergétique;
- pour le tarif DT, le Distributeur propose de faire porter la totalité de la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe;
- un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été.

[604] L'ACEFQ estime que, de 2003 à 2012, les consommateurs résidentiels auront subi des hausses de tarif d'électricité supérieures à l'inflation au Québec. L'intervenante est d'avis qu'il y a un « déséquilibre croissant entre le prix d'énergie et son coût marginal correspondant, entre les premières et deuxième tranche d'énergie, consécutives à l'application de la stratégie tarifaire du Distributeur à long terme ». Elle recommande, par conséquent, à la Régie de fixer « des hausses de prix d'énergie au tarif D uniformes, à tout le moins des hausses moins prononcées pour le 2^e prix de l'énergie³⁰⁰ ».

[605] Le GRAME appuie la stratégie tarifaire du Distributeur au présent dossier à l'égard des tarifs D et DM. L'intervenant est d'avis :

« qu'il est nécessaire de tendre à refléter les coûts à la marge dans le signal de prix de la deuxième tranche. Une telle démarche est en lien avec le juste prix de l'énergie puisque les coûts d'approvisionnement à la marge, notamment ceux des approvisionnements éoliens, sont plus élevés que le coût moyen, et il est justifié de faire porter la hausse tarifaire majoritairement sur le prix de la 2^e tranche d'énergie³⁰¹. »

²⁹⁸ Dossier R-3644-2007.

²⁹⁹ Dossier R-3677-2008.

³⁰⁰ Pièce C-ACEFQ-0019, paragraphes 44 à 47.

³⁰¹ Pièce C-GRAME-0019, page 4.

[606] La Régie partage l'avis du GRAME quant à l'importance de refléter les coûts à la marge dans le prix de la deuxième tranche, de manière à améliorer le signal de prix à la marge.

[607] Les stratégies tarifaires ont été établies par le Distributeur en fonction de la hausse tarifaire demandée de 1,7 % lors du dépôt du dossier. Or, en vertu de la présente décision³⁰², il s'agit plutôt d'une baisse tarifaire.

[608] Dans cette optique, la Régie demande au Distributeur d'appliquer la baisse de tarif uniquement sur le prix de la première tranche d'énergie pour les tarifs D et DM, tout en maintenant la redevance d'abonnement et les primes de puissance à leurs niveaux actuels.

18.4.2 PRÉCISION SUR LES MODALITÉS D'APPLICATION DES TARIFS D ET DM

[609] En vertu de l'article 2.6 des Tarifs, la consommation du client au tarif D, au-delà de 30 kWh dans une journée, est facturée au taux de la deuxième tranche de ce tarif :

Article 2.6

« La structure du tarif D est la suivante :

40,64 ¢ de redevance d'abonnement par jour, plus

5,39 ¢ le kilowattheure pour les 30 premiers kilowattheures par jour;

7,51 ¢ le kilowattheure pour le reste de l'énergie consommée, [...] »

[610] Il en est de même, en vertu de l'article 2.18 des Tarifs, pour les clients au tarif DM.

[611] Par ailleurs, la majorité des clients à ces tarifs ne sont pas facturés en puissance. Dans ces cas, en vertu des Conditions de service, le Distributeur doit effectuer le relevé des compteurs, aux fins de la facturation, au moins tous les 120 jours et il doit envoyer une facture au client au moins à tous les 90 jours³⁰³.

³⁰² Voir la section 20 de la présente décision.

³⁰³ Articles 11.1 (1) (2^o) et 11.2 (1) des Conditions de service. La Régie note que le cas prévu à l'article 11.1 (1) (1^o) n'a pas d'incidence eu égard à cette problématique.

[612] En pratique, le Distributeur procède au relevé des compteurs et à l'envoi de factures à ces clients pour des périodes de consommation d'environ 60 jours et il ne connaît pas leur consommation quotidienne exacte. Dans ce contexte, pour une période typique de consommation de 60 jours, le Distributeur ne facture au taux de la deuxième tranche du tarif que la consommation qui excède 1 800 kWh³⁰⁴. Le consommateur bénéficie ainsi d'un « crédit de kWh » pour les jours où sa consommation a été en dessous de 30 kWh.

[613] Compte tenu de la fréquence des relevés de consommation avec les compteurs du projet LAD³⁰⁵ qui équipent déjà plusieurs milliers de clients résidentiels, des questions ont été posées au Distributeur quant à son interprétation de l'article 2.6 des Tarifs, notamment si la procédure de facturation sera différente pour un client ayant un compteur du projet LAD par rapport à celui qui n'en a pas. Le Distributeur a répondu qu'il ne prévoit pas apporter de changements aux modalités actuelles de facturation, tant à l'égard des clients ayant un compteur du projet LAD qu'à l'égard des clients n'en ayant pas, pour des raisons d'équité. Il a également précisé qu'advenant le cas où il jugerait que des changements sont nécessaires à ce sujet, il sollicitera l'approbation de la Régie, au préalable³⁰⁶.

[614] Par ailleurs, en réponse à une demande de la Régie, le Distributeur a déposé une proposition de modification au texte des articles 2.6, 2.18 et 2.28, afin de refléter plus exactement sa pratique actuelle. Cette proposition se lit comme suit :

« Les modifications au libellé de l'article 2.6 du tarif D sont les suivantes :

40,64¢ de redevance d'abonnement par jour compris dans la période de consommation, plus

5,39¢ le kilowattheure pour l'énergie consommée jusqu'à concurrence du produit de 30 kilowattheures et du nombre de jours de la période de consommation;

Les modifications au libellé de l'article 2.18 du tarif DM sont les suivantes :

40,64¢ de redevance d'abonnement par jour compris dans la période de consommation, par le multiplicateur, plus

³⁰⁴ 60 jours × 30 kWh = 1 800 kWh.

³⁰⁵ Dossier R-3770-2011.

³⁰⁶ Pièce B-0066, pages 115 et 116, réponse 60.1; pièces A-0043, pages 132 à 143 et A-0048, pages 62 à 65.

5,39¢ le kilowattheure pour l'énergie consommée jusqu'à concurrence du produit de 30 kilowattheures, du nombre de jours de la période de consommation et du multiplicateur;

Les modifications au libellé de l'article 2.28 du tarif DM sont les suivantes :

40,64¢ de redevance d'abonnement par jour compris dans la période de consommation, par le multiplicateur, plus³⁰⁷. »

[615] L'UC soumet que la proposition de modification présentée par le Distributeur ne reflète pas adéquatement sa pratique actuelle de facturation et ne garantit pas qu'il n'effectuera aucun changement à celle-ci sans obtenir l'autorisation de la Régie au préalable³⁰⁸.

[616] La Régie prend acte du fait que le Distributeur ne prévoit pas apporter de changement à sa pratique actuelle de facturation, notamment en ce qui a trait à la facturation pour des périodes de consommation d'environ 60 jours, avant d'avoir reçu l'autorisation préalable de la Régie. Dans ce contexte, la Régie juge que les modifications proposées par le Distributeur au texte des articles 2.6, 2.18 et 2.28 des Tarifs reflètent adéquatement la pratique actuelle de facturation du Distributeur.

[617] **La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur aux articles 2.6, 2.18 et 2.28 des Tarifs.**

18.4.3 CALIBRAGE ET ÉVOLUTION DU TARIF DT

[618] Dans sa décision D-2011-028, la Régie demandait au Distributeur de présenter un nouveau calibrage du tarif DT en fonction des nouvelles données climatiques et selon l'évolution du profil type de cette clientèle³⁰⁹.

³⁰⁷ Pièce B-0128, page 3.

³⁰⁸ Pièce C-UC-0022, pages 26 à 29.

³⁰⁹ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 141.

[619] Le Distributeur explique que le tarif DT est établi pour que, à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du cas type en mode TAÉ soit identique à celle au tarif D³¹⁰. Il s'agit de la « neutralité » du tarif DT par rapport au tarif D. Le Distributeur précise que le calibrage a aussi pour objectif d'établir les économies du client au tarif DT et, ultimement, d'évaluer son intérêt à continuer de fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe³¹¹.

[620] L'UC indique que le calibrage du tarif DT suppose que le client à ce tarif utilise de l'électricité pendant les heures de pointe de la même façon qu'un client au tarif D, ce qui n'est qu'une hypothèse. L'intervenante souligne, par ailleurs, que les calculs de neutralité tarifaire ne tiennent pas compte des risques associés aux fluctuations du coût des combustibles, un élément important pour bien des clients au tarif DT. Elle en conclut que la notion de neutralité tarifaire entre le tarif D et DT est plus ou moins théorique et qu'elle devrait être prise en compte « *de façon souple* », en autant que l'ensemble des clients du tarif DT rendent un service utile aux clients au tarif D et aux autres clients québécois. Le service utile des clients au tarif DT aux autres clients se concrétise par l'effacement des premiers aux heures de pointe, permettant au Distributeur de réduire ses coûts en puissance et en énergie en hiver³¹².

[621] La Régie accepte le fait de rémunérer la valeur de l'effacement à la pointe de façon à ce que, tant le client optant pour la bi-énergie que le Distributeur et donc l'ensemble de sa clientèle, se retrouvent gagnants avec cette option³¹³.

[622] La Régie reconnaît les objectifs visés par le Distributeur dans le calibrage du tarif DT. La neutralité tarifaire du tarif DT par rapport au tarif D, établie pour un cas type, est un moyen utile de calculer les deux taux du tarif DT. La Régie réitère qu'il est important de veiller à ce que l'option de la bi-énergie demeure profitable tant aux clients optant pour le tarif DT qu'à l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

³¹⁰ Pièce B-0054, page 29.

³¹¹ Pièce B-0054, page 28.

³¹² Pièce C-UC-0010, page 29.

³¹³ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, pages 139 à 141: exposé des paragraphes 584 à 589.

[623] Le Distributeur propose de recalibrer le tarif DT pour tenir compte du cas type selon la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012, en haussant uniquement le prix de pointe. Il propose de ne pas recalibrer le tarif DT pour tenir compte des usages d'été d'une certaine partie des clients au tarif DT (climatisation, piscine) non inclus dans la consommation du cas type, mais s'engage à s'assurer que les économies générées par les usages estivaux demeurent dans des proportions qui ne nuisent pas à la rentabilité de la bi-énergie.

[624] Pour 2012, le Distributeur propose de laisser inchangé le tarif hors-pointe, au-dessus du seuil de température, à 4,30 ¢/kWh. Le résultat du réajustement de la normale climatique est appliqué uniquement au tarif de pointe, le faisant passer de son niveau de 2011 de 18,32 ¢/kWh à 20,61 ¢/kWh. La hausse tarifaire demandée à la Régie serait également appliquée au tarif de pointe uniquement, de façon à laisser un net avantage à l'utilisation du mazout pendant les périodes de pointe³¹⁴.

[625] L'AREQ comprend qu'il est essentiel de maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie, afin de s'assurer de leur effacement en période de pointe. Toutefois, elle souligne que depuis cinq ans, la première tranche du tarif DT n'a connu aucune hausse. Afin de tenir compte de la hausse des coûts d'approvisionnement des réseaux municipaux, l'AREQ souhaite que le prix de l'énergie hors pointe du tarif DT subisse en moyenne une augmentation du même ordre de grandeur que celle du tarif L³¹⁵.

[626] Il ressort de la preuve que la hausse de la deuxième tranche du tarif DT permet cependant aux membres de l'AREQ d'absorber environ 40 % de la hausse du tarif L. Par ailleurs, certains membres de l'AREQ offrent des conditions d'application de la bi-énergie plus généreuses que celles du Distributeur³¹⁶. La *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*³¹⁷ indique que chaque catégorie d'utilisateurs du système d'électricité d'une municipalité ne peut se voir imposer « un coût supérieur à celui qui résulte du tarif fixé par la Régie pour l'électricité fournie par Hydro-Québec pour une catégorie équivalente de ses usagers d'électricité ». L'AREQ indique ne pas savoir si le libellé de cette loi lui laisse suffisamment de flexibilité pour ajuster les deux taux du tarif DT dans le cas où les conditions d'application de ces deux taux sont différentes de celles du Distributeur³¹⁸.

³¹⁴ Pièce B-0054, pages 33 et 37.

³¹⁵ Pièce C-AREQ-0003, page 4.

³¹⁶ Pièce C-AREQ-0008, pages 1 et 2.

³¹⁷ L.R.Q., c. S-41, article 8.

³¹⁸ Pièce C-AREQ-0008, page 3.

[627] Selon l'ACEFQ, l'impact total de la proposition du Distributeur sur la facture du client type DT sera modéré pour 2012³¹⁹.

[628] L'UC juge que la stratégie proposée par le Distributeur pour le tarif DT est appropriée, considérant sa situation énergétique actuelle. Toutefois, elle demande que l'impact tarifaire de l'ordre de 0,7 % dû au réajustement des nouvelles normes climatiques soit étalé sur une période de 3 ans³²⁰.

[629] OC accepte les modulations apportées au tarif DT, tant que la neutralité tarifaire est respectée, et demande au Distributeur d'assurer un suivi à ce sujet³²¹.

[630] Le ROEÉ³²² recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur, mais de faire preuve de prudence dans l'éventuel ajustement du prix hors-pointe pour inciter les clients à joindre le tarif DT ou à y demeurer, afin d'éviter les effets pervers de la stimulation de la consommation d'électricité hors-pointe.

[631] Le RNCREQ souhaite le changement du tarif DT, afin de refléter les nouvelles normales climatiques. Cependant, il rappelle qu'il y a d'autres moyens de gérer la pointe qu'une offre tarifaire misant sur l'utilisation du mazout, notamment l'implantation de mesures d'économie d'énergie et l'incitation à moins consommer aux heures de pointe par la mise en place de tarifs différenciés dissuasifs. L'intervenant estime que le rôle du tarif DT ne doit pas être « *de soutenir le marché du mazout* ». Il rappelle que le maintien des clients bi-énergie existants n'est pas assuré, puisqu'il peut être plus avantageux d'opter pour un système à plinthes TAÉ que de remplacer entièrement le système bi-énergie quand cela devient nécessaire. Dans un tel contexte tarifaire, le RNCREQ doute du succès de la campagne de promotion de la bi-énergie du Distributeur³²³.

[632] La Régie constate que les ajustements proposés par le Distributeur au tarif DT permettent aux clients bi-énergie de maintenir la valeur des économies annuelles nettes des frais d'entretien du système et que la hausse résultant de l'ajustement des normales climatiques est de 0,7 %. Elle demeure préoccupée du fait que les clients ayant une forte consommation en été peuvent tirer avantage du tarif DT même en ne s'effaçant pas à la pointe.

³¹⁹ Pièce C-ACEFQ-0010, pages 26 à 31.

³²⁰ Pièce C-UC-0010, pages 30 et 31.

³²¹ Pièce C-OC-0008, pages 11 et 12.

³²² Pièce C-ROEÉ-0011, pages 27 à 29.

³²³ Pièce C-RNCREQ-0012, pages 12 à 16.

[633] **En considérant, d'une part, l'impact de 0,7 % à la hausse du tarif DT résultant de l'ajustement climatique et, d'autre part, la baisse uniforme de 0,5 % découlant de la présente décision pour les tarifs de 2012 du Distributeur, la Régie accepte la proposition du Distributeur de maintenir inchangé en 2012 le taux hors pointe du tarif DT et d'appliquer la hausse résultante du tarif DT uniquement au tarif de pointe.**

18.5 TARIFS GÉNÉRAUX

[634] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (L) composent les tarifs généraux.

[635] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale (PFM) est inférieure à 100 kW.

[636] Le tarif M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance, soit celui dont la puissance maximale appelée n'est pas toujours inférieure à 50 kW pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

[637] 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.

[638] Le Distributeur propose de poursuivre la réforme des tarifs généraux en ajustant davantage les composantes les plus élastiques de ces tarifs, soit celles sur lesquelles les clients peuvent agir.

[639] Les ajustements proposés par le Distributeur au 1^{er} avril 2012 sont les suivants :

- un gel de la redevance au tarif G;
- une hausse des primes de puissance à la moitié de la hausse moyenne, sauf au tarif G où la prime de puissance est augmentée au même rythme que la hausse moyenne, afin d'inciter les grands clients du tarif G à migrer vers les tarifs G-9 et M;
- une hausse des crédits d'alimentation et du rajustement pour pertes de transformation correspondant à la hausse moyenne;
- une hausse plus importante du prix de la deuxième tranche d'énergie aux tarifs G et M.

[640] L'AQCIE/CIFQ s'oppose à ce que la hausse du tarif M porte principalement sur le prix de la deuxième tranche d'énergie. Il estime que la Régie devrait répartir équitablement la hausse en faisant augmenter autant le prix de la première tranche d'énergie que celui de la seconde tranche. Ainsi, l'intervenant note qu'au tarif M, il y a « *des clients consommant 20, 40 ou 60 fois plus que d'autres, avec des facteurs d'utilisation très différents* », et que « *les « gros M » se retrouvent à la jonction des tarifs M et L parce qu'on a décidé de tracer la frontière entre ces deux groupes à 5 000 kW³²⁴* ». Selon l'intervenant, ceci fait en sorte que :

« lorsqu'on essaie de modifier le comportement d'une classe tarifaire en entier, mais qu'on se retrouve, dans les faits, à n'affecter qu'un petit groupe de clients qui, de surcroît, en raison de leur profil de consommation (à haute teneur en énergie) contribuent présentement à régler le « problème » des surplus d'énergie, il semble que la réforme doive être remise en question. »

[641] La Régie comprend que certains clients du tarif M, en raison de leur profil de consommation et de la structure du tarif, subissent des hausses plus appréciables que d'autres. Il faut toutefois se rappeler que cette situation résulte du fait que le prix de la deuxième tranche d'énergie est encore bien en-deçà de la première tranche. L'objectif d'éliminer la dégressivité dans les tarifs doit être maintenu.

³²⁴ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, pages 14 et 15.

[642] La Régie est d'avis que les propositions du Distributeur respectent les objectifs de la réforme et juge pertinent, dans le présent dossier, de poursuivre cette réforme, notamment au chapitre de l'élimination graduelle de la dégressivité des tarifs G et M.

[643] Ainsi, compte tenu de la baisse de 0,5 % découlant de la présente décision et afin d'améliorer le signal de prix à la marge, la Régie demande au Distributeur d'appliquer la baisse uniquement sur le prix de la première tranche d'énergie pour les tarifs G et M, tout en maintenant le prix de la redevance et celui de la puissance. Pour le tarif L, la baisse doit être appliquée uniquement sur le prix de l'énergie.

18.5.1 SUIVI DE LA RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX

[644] À la suite de la baisse du seuil d'admissibilité du tarif M, des dispositions temporaires ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2011-028 et introduites à l'article 3.8 du texte des Tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2011. Ces dispositions ont permis au Distributeur de transférer au tarif M, de façon proactive et automatique, les abonnés du tarif G qui y ont un intérêt économique.

[645] Le Distributeur indique que tous les transferts proactifs ont ainsi eu lieu avant le 20 juin 2011. À cette date, 6 395 clients, totalisant 2,2 TWh, ont été transférés du tarif G au tarif M et 77 clients, totalisant 23 GWh, du tarif G au tarif G-9.

[646] Par ailleurs, le Distributeur souligne avoir transmis une lettre aux clients du tarif G ayant un gain potentiel de 3 % ou plus au tarif M ou au tarif G-9, mais dont la consommation annuelle est inférieure à 175 000 kWh, pour les informer du gain potentiel et leur proposer de changer de tarif. Le Distributeur ajoute que « *au total, le Distributeur a effectué 126 changements de tarif suite à l'envoi de 400 lettres aux clients du tarif G, soit 77 au tarif G-9 et 49 au tarif M*³²⁵ ».

[647] La Régie prend acte du suivi de la réforme des tarifs généraux présenté par le Distributeur.

³²⁵ Pièce B-0067, page 109.

18.6 RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE

[648] Dans sa décision D-2011-028, la Régie jugeait prématurée la décision du Distributeur de procéder à court terme à un investissement de 7,7 M\$ pour la « permanentisation » des groupes diesel existants à Schefferville. Elle demandait également au Distributeur d'expliquer comment il entendait répondre aux besoins en énergie et en puissance créés indirectement par le développement minier à Schefferville. Enfin, la Régie maintenait le gel du tarif de 2008 pour l'année 2011, le temps d'initier et de mettre en place un plan d'efficacité énergétique particulier et adapté pour cette région³²⁶.

Centrale thermique de réserve

[649] Le Distributeur maintient son programme d'investissements et d'entretien à Schefferville en production, transport et distribution et ne prévoit pas de changements majeurs à court ou même à moyen terme³²⁷. Il indique qu'un budget de 3,5 M\$ est prévu en 2012 pour le début de la construction de la centrale thermique de réserve de Schefferville³²⁸ et confirme que ce projet est bien celui de « permanentisation » des groupes existants présenté au dossier R-3740-2010³²⁹.

[650] Interrogé à nouveau sur les raisons justifiant ce projet, le Distributeur explique que lors d'une panne électrique, les remorques contenant les groupes électrogènes n'étant plus chauffées, il ne peut assurer la fiabilité du démarrage des groupes. Il présente également les problèmes de fiabilité liés aux basses températures causées par l'entrée d'air extérieur dans les remorques, découlant de l'aspiration d'air de combustion des moteurs directement à l'intérieur des roulottes lors de leur fonctionnement³³⁰. Le Distributeur ajoute les points suivants³³¹ :

- les groupes diesel sont uniquement des groupes de secours, puisque la centrale Mehinek a une capacité hydraulique de 17 MW, alors que les besoins de pointe du réseau de Schefferville ont été de 10,1 MW en 2010;

³²⁶ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, pages 148 et 149.

³²⁷ Pièce B-0058, page 29.

³²⁸ Pièce B-0041, page 11.

³²⁹ Pièce B-0066, page 35.

³³⁰ Pièce B-0067, pages 115 et 116.

³³¹ Pièce A-0048, pages 81 à 90.

- les besoins de génératrices de secours s'appliquent aussi bien en cas de perte d'un groupe hydraulique qu'en cas de perte du vieux réseau de transport, comprenant deux lignes vulnérables entre Mehinek et Schefferville et qui font l'objet d'études pour leur remise à niveau;
- les groupes temporaires actuellement installés ne sont pas conçus pour fonctionner à plein temps, mais seulement en situation de courte durée et cette situation demeurera même après leur « permanentisation », avec une durée moyenne de fonctionnement de l'ordre d'une cinquantaine d'heures par année;
- une diminution des pertes techniques du réseau de Schefferville ne suffirait pas à éliminer le besoin de génératrices de secours en période de pointe.

[651] Selon le RNCREQ, les raisons invoquées par le Distributeur ne justifient pas la dépense de 3,5 M\$ pour « *mettre à l'abri* » les groupes en réserve à Schefferville³³².

[652] Le RNCREQ souligne que le besoin de fonctionnement des groupes de réserve n'est requis qu'à la suite de la perte du plus gros groupe de la centrale Menihek lors de la demande de pointe du réseau, comme le précise le critère de fiabilité en puissance pour les réseaux autonomes. L'intervenant rappelle que, même sans les groupes diesel de réserve, la centrale hydroélectrique ayant perdu son plus gros groupe hydraulique permettrait tout de même d'alimenter près de 80 % de la demande de pointe, ce qui devrait être suffisant pour satisfaire l'alimentation des services essentiels.

[653] Étant donné la décision D-2011-162 de la Régie dans le dossier R-3748-2010, le RNCREQ considère qu'il est prématuré de statuer immédiatement sur les besoins en équipement de production du réseau de Schefferville. Il lui apparaît plus prudent d'attendre les résultats du plan d'action demandé par la Régie concernant autant les actions relatives aux économies d'énergie et à la gestion de la consommation que celles relatives aux stratégies tarifaires et de recouvrement³³³.

[654] La Régie constate que les groupes diesel électrogènes de réserve existants ont été installés pour pallier à l'éventuelle perte d'un des trois groupes hydroélectriques de Mehinek en période de pointe. Dans un tel cas, il n'y a pas de perte totale de l'alimentation électrique du réseau de Schefferville et les groupes diesel peuvent donc continuer d'être chauffés et démarrés au besoin. Par ailleurs, dans le cas d'une perte totale de la ligne de transport alimentant le réseau de Schefferville à partir de Mehinek, les

³³² Pièce C-RNCREQ-0012, page 31.

³³³ Pièce C-RNCREQ-0019, page 8.

groupes électrogènes devraient être démarrés dans les plus brefs délais, c'est-à-dire avant d'avoir eu le temps de se refroidir.

L'évolution des besoins du réseau de Schefferville

[655] Le Distributeur ne considère pas d'autres alternatives à une centrale diesel pour assurer, en cas de panne d'un groupe à la centrale hydroélectrique, le chauffage des bâtiments à Schefferville³³⁴. Il indique que le délestage automatique de certaines charges de chauffage au profit du mazout serait difficile à implanter alors que le réseau de Schefferville est désuet. De plus, il juge qu'il est prématuré de se questionner sur le développement des habitations à Schefferville en cas de développement minier³³⁵.

[656] Selon l'ACEFQ, le Distributeur devrait prouver que la subvention de chaudières de secours au mazout ne constituerait pas une solution plus économique que d'implanter un nouveau groupe diesel à Schefferville³³⁶.

[657] La Régie est sensible aux arguments présentés par le Distributeur quant à la « permanentisation » des groupes existants dans une centrale thermique de réserve. Toutefois, elle est également préoccupée par l'état de la ligne de transport entre Mehinek et Schefferville, qui doit faire l'objet d'importants travaux de réhabilitation³³⁷, ainsi que par l'état du réseau de distribution de Schefferville³³⁸ et des contrôles de ce réseau³³⁹. Une mise à jour de la stratégie d'investissement pour l'ensemble des infrastructures électriques de Schefferville semble donc s'imposer, en lien avec l'évolution des besoins de ce réseau et avec les stratégies d'efficacité énergétique qui y seront déployées³⁴⁰.

³³⁴ Pièce B-0066, page 34 et pièce A-0048, pages 92 à 95 et 229 à 231.

³³⁵ Pièce A-0048, pages 217 à 219.

³³⁶ Pièce C-ACEFQ-0010, page 35.

³³⁷ Pièce A-0048, pages 223 à 226.

³³⁸ Pièce A-0048, pages 92 à 95.

³³⁹ Pièce A-0048, pages 229 à 231.

³⁴⁰ Mise à jour de la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3602-2006.

[658] **Avant d'autoriser un investissement pour un bâtiment abritant des groupes de secours et l'installation d'un nouveau groupe de secours, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une mise à jour de sa stratégie globale d'investissement en lien avec l'évolution de l'ensemble des besoins futurs du réseau de Schefferville. Un montant de 3,5 M\$ est donc soustrait du budget demandé pour 2012 pour les investissements de moins de 10 M\$.**

Plan d'efficacité énergétique particulier et adapté à Schefferville

[659] À la suite de la demande de la Régie dans sa décision D-2011-028³⁴¹, le Distributeur présente son « *plan d'intervention particulier et adapté pour la région de Schefferville* » qui vise, pour l'instant, le marché résidentiel seulement³⁴². Il mentionne qu'un programme de visites-conseil s'est terminé le 30 juin 2011 et qu'il compte mettre en place un plan d'action visant l'enveloppe des résidences. Quant au marché affaires, le Distributeur est en attente des résultats d'un projet-pilote de visites-conseil aux Îles-de-la-Madeleine.

[660] Le RNCREQ souligne qu'il est nécessaire de se préoccuper à la fois des pertes techniques et des pertes non techniques du réseau de Schefferville, puisqu'elles sont en lien direct avec les besoins d'équipements et le déficit des réseaux autonomes³⁴³. L'intervenant souligne que le Distributeur a mentionné que le niveau des pertes pourrait être de l'ordre de 8 %, au lieu du niveau actuel de 21 %. Il y aurait donc une diminution des pertes de 13 %, soit de 1,3 MW³⁴⁴. Selon le RNCREQ, un plan d'action spécifique à Schefferville devrait prioriser la gestion de la demande en période de pointe et une meilleure connaissance des particularités du réseau de Schefferville, permettant d'expliquer la valeur anormalement élevée de cette demande par abonné par rapport aux autres réseaux. Cela permettrait de déterminer et de mettre en place les mesures les plus appropriées pour une alimentation fiable à un coût minimum.

[661] Le RNCREQ rappelle qu'il est souhaitable que toutes les activités reliées au plan d'action se fassent en concertation et en association avec les communautés locales, afin que ces dernières soient considérées comme des partenaires qui, eux aussi, pourraient tirer bénéfice des mesures retenues.

³⁴¹ Pages 148 et 149.

³⁴² Pièce B-0058, pages 29 à 31.

³⁴³ Pièce C-RNCREQ-0012, pages 33 et 34.

³⁴⁴ Pièce C-RNCREQ-0019, page 9.

[662] La Régie est satisfaite de constater qu'un programme de formation à la rénovation de l'enveloppe des bâtiments et de sensibilisation des habitants à l'utilisation optimale de l'énergie dans leur maison est prévu dès le printemps 2012. Elle encourage le Distributeur à poursuivre sa collaboration avec toutes les parties concernées³⁴⁵.

[663] La Régie demande au Distributeur de concevoir des mesures concrètes de gestion de la demande en puissance à Schefferville dès que les résultats de l'analyse de PTÉ en cours pour les réseaux autonomes³⁴⁶ seront disponibles.

Tarifs à appliquer à Schefferville pour 2012

[664] La Régie prend acte du fait que le Distributeur prévoit, à l'article 7.9 du texte des Tarifs, que le rabais au 1^{er} avril 2012, associé au tarif de transition pour le réseau de Schefferville, sera de 45 % pour les clients titulaires d'un abonnement au tarif D, au tarif DM ou à un tarif d'éclairage public et de 30 % pour ceux titulaires d'un abonnement au tarif G, au tarif G-9, au tarif M ou à un tarif à forfait³⁴⁷.

[665] La Régie réitère que la transition des tarifs de Schefferville vers une harmonisation avec ceux appliqués en réseau intégré n'est aucunement une indication sur l'avenir des Tarifs qui devront s'appliquer à Schefferville en fonction des sources d'approvisionnement. Elle rappelle que Schefferville étant située au Nord du 53^e parallèle, le Distributeur a la latitude de proposer des aménagements tarifaires qui pourraient encourager la gestion de la demande de puissance en période de pointe, tout en faisant profiter les consommateurs du fait que Schefferville bénéficie d'hydroélectricité à bas coût pour la majorité de ses besoins d'énergie.

³⁴⁵ Pièce A-0048, pages 226 à 228.

³⁴⁶ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028_PTE_ReseauxAutonomes/HQD_PTE_RA_MethodologieProposee_28oct2011.pdf.

³⁴⁷ Pièce B-0054, page 45.

18.7 MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR

[666] Dans le cas des tarifs généraux de petite et moyenne puissance, le Distributeur propose les modifications suivantes :

- abrogation de l'article 3.8, *Dispositions temporaires liées à la modification du seuil du tarif M en vigueur le 1^{er} avril 2011*, car son application se termine le 31 mars 2012;
- retrait du premier alinéa de l'article 4.4, *Puissance à facturer minimale*, car la période de consommation visée par cet alinéa n'est plus applicable.

[667] **La Régie accepte ces modifications au texte des Tarifs et conditions du Distributeur proposées par le Distributeur.**

[668] **La Régie demande au Distributeur de modifier les Tarifs conformément à la présente décision.**

19. STRATÉGIE TARIFAIRE

[669] Lors du dépôt du dossier tarifaire, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation globale des tarifs de 1,7 % à compter du 1^{er} avril 2012. Il propose une hausse uniforme par catégories de consommateurs. Il mentionne que, compte tenu de cette hausse uniforme, les indices d'interfinancement pour 2012 demeurent stables avant et après la hausse proposée³⁴⁸.

[670] La Régie doit faire un choix entre un scénario uniforme et un scénario différencié d'allocation des coûts. Ce choix doit, d'une part, refléter l'évolution des coûts attribuables à chacune des clientèles et, d'autre part, être équitable pour les différentes catégories de consommateurs.

³⁴⁸ Pièce B-0054, pages 5 et 6.

[671] La Régie est ainsi appelée à arbitrer entre les principes du signal de prix et de la stabilité tarifaire. Pour ce faire, elle est d'avis que la stratégie tarifaire doit reposer sur un équilibre raisonnable entre l'efficacité et l'équité des tarifs.

[672] **La Régie poursuit l'application de la stratégie tarifaire uniforme pour l'année 2012.**

19.1 GROUPE DE TRAVAIL EN PRÉVISION DE LA HAUSSE DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

[673] En vertu de la *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*³⁴⁹ (Loi 100), le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale augmentera progressivement entre 2014 et 2018 et, par la suite, il sera indexé annuellement. Cette augmentation surviendra dans le contexte de réformes tarifaires bien amorcées mais non terminées, notamment dans le cas des tarifs généraux où les prix de la deuxième tranche d'énergie demeurent inférieurs à ceux de la première tranche.

[674] Selon le GRAME :

« [...] même si une hausse de la deuxième tranche d'énergie comporte toujours l'avantage de s'arrimer avec les coûts à la marge et devra toujours être prise en compte, quelle que soit la stratégie retenue par le Distributeur, dans un contexte où la hausse des coûts d'approvisionnement ne proviendrait pas uniquement des coûts d'approvisionnement à la marge, le GRAME est d'avis que la stratégie tarifaire ainsi que la structure du tarif, incluant le seuil retenu de 30 kWh qui délimite la 1^{ère} tranche de consommation, auraient avantage à faire l'objet d'un examen par le Distributeur [...]»³⁵⁰.

³⁴⁹ L.Q. 2010, c. 20, article 64. Avant son adoption, cette loi était identifiée comme projet de loi n° 100. Elle est désignée Loi 100 dans la preuve et la présente décision.

³⁵⁰ Pièce C-GRAME-0019, pages 4 et 5.

[675] L'intervenant est d'avis que « [c]onsidérant l'importance de la stratégie tarifaire du Distributeur en lien avec la hausse des coûts de l'électricité patrimoniale, le GRAME serait plutôt en faveur d'un débat préliminaire sur ces questions, et ce avant que l'application de la hausse prévue par la Loi 100 ne soit effective³⁵¹ ».

[676] Le ROEÉ estime qu'une réflexion sur la structure des tarifs « pourrait alourdir beaucoup le processus si le seul moment où les intervenants peuvent interagir avec le Distributeur sur les structures, c'est pendant la cause tarifaire puisqu'on a aussi d'autres sujets à traiter pendant cette cause-là³⁵² ». L'intervenant demande à la Régie de s'assurer que la réflexion prochaine sur les structures tarifaires se fasse « de manière efficace et concertée avec l'ensemble des intervenants, que l'information soit mise à la disposition de tous et que tant les structures des tarifs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel soient discutés³⁵³ ».

[677] La Régie juge que le contexte justifie qu'une réflexion soit amorcée de manière à ce que la stratégie tarifaire du Distributeur et les moyens qu'il retiendra à partir du 1^{er} avril 2014 soient les mieux adaptés pour satisfaire les différents objectifs, notamment en matière d'équité et d'efficacité énergétique.

[678] La Régie partage l'avis de certains intervenants à l'effet qu'il importe de tenir un tel exercice de réflexion en y associant les intervenants et que cet exercice ne peut se limiter à l'examen d'un dossier tarifaire. Questionné à ce sujet, le Distributeur est d'ailleurs disposé à participer à un tel processus de consultation dès 2013.

[679] Pour ces raisons, la Régie initiera, au plus tard au printemps 2013, une séance de travail entre les intervenants et le Distributeur. Lors de cette séance, les intervenants feront part au Distributeur de leurs points de vue et recommandations en ce qui a trait à la stratégie tarifaire que le Distributeur devrait proposer pour application à compter du 1^{er} avril 2014, afin qu'il puisse en tenir compte dans l'élaboration de la stratégie tarifaire à être intégrée au dossier tarifaire 2014-2015.

³⁵¹ Pièce C-GRAME-0019, page 5.

³⁵² Pièce A-0052, page 116.

³⁵³ Pièce A-0054, page 196.

[680] L'ensemble des modalités de la rencontre sera déterminé administrativement par la Régie. Des frais seront accordés aux intervenants selon les paramètres prévus au *Guide de paiement des frais des intervenants 2011*.

20. BAISSE TARIFAIRE AUTORISÉE

[681] Compte tenu de la présente décision, la Régie autorise pour le Distributeur des revenus requis de 10 765,4 M\$ et des autres revenus de 219,7 M\$ pour l'année témoin 2012, ce qui résulte en une baisse tarifaire estimée à 0,5 %, telle que décrite au tableau 35.

TABLEAU 35
ESTIMÉ DE LA BAISSE TARIFAIRE AUTORISÉE 2012

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>	<i>Demande amendée</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Revenus requis	10 965,2	10 917,9	(152,5)	10 765,4
Contrats spéciaux	(897,9)	(897,9)		(897,9)
Revenus requis excluant les contrats spéciaux	10 067,3	10 020,0	(152,5)	9 867,5
Revenus autres que les ventes d'électricité	(209,7)	(209,7)	(10,0)	(219,7)
Provision réglementaire de l'année précédente	(12,6)	(12,6)		(12,6)
	9 845,0	9 797,7	(162,5)	9 635,2
Revenus prévus selon les tarifs antérieurs excluant les contrats spéciaux	9 680,4	9 680,4		9 680,4
Revenus additionnels requis	164,6	117,3	(162,5)	(45,2)
Hausse des tarifs demandée par le Distributeur	1,7 %	1,2 %		
Baisse tarifaire requise estimée				(0,5 %)
Provision réglementaire estimée (à considérer dans l'année suivante)				(16)

Sources : Pièce B-0011, page 3; pièce B-0146, page 3

[682] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 16 mars 2012, à 12 h, les documents suivants :**

- **le calcul de la provision réglementaire 2012;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues à la présente décision, selon le format de la pièce B-0055;**
- **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-0049;**
- **les ratios d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au Tableau 1 de la pièce B-0054, page 7;**
- **un nouveau texte, dans leurs versions française et anglaise, des *Tarifs et conditions du Distributeur* et des *Conditions de service d'électricité*, conforme aux exigences contenues aux diverses sections de la présente décision; et**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* pour tenir compte de la présente décision selon le format des pièces B-64, HQD-16, documents 1 (pages 23 à 25), 2.1 et 2.2 du dossier R-3740-2010.**

[683] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE partiellement les modifications apportées aux principes réglementaires et pratiques comptables soumis aux pièces B-0019 et B-0020;

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, jusqu'à concurrence d'un montant de 705,4 M\$;

APPROUVE un budget maximal de 219 M\$ pour l'année témoin 2012 pour le PGEÉ du Distributeur et **DEMANDE** au Distributeur de déposer au plus tard le **16 mars 2012, à 12 h**, une mise à jour, tenant compte des budgets autorisés, des tableaux *6.8-Impact sur les tarifs du Distributeur en M\$ courants* et *6.9-Impact en 2012 associé aux dépenses de mise en œuvre du PGEÉ sur le coût de service du Distributeur (en M\$)*³⁵⁴;

AUTORISE un taux de rendement de 6,799 % sur la base de tarification 2012 du Distributeur, incluant un taux de rendement sur l'avoir propre de 6,369 % et retient un coût moyen de la dette de 7,030 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,740 %;

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, les revenus requis, les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2012 et la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2012, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **16 mars 2012, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs et conditions du Distributeur* tel qu'indiqué dans la présente décision;

MODIFIE les *Conditions de service d'électricité* tel qu'indiqué dans la présente décision;

DEMANDE au Distributeur de déposer, au plus tard le **16 mars 2012, 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-0055;

³⁵⁴ Pièce B-0044, pages 57 et 58.

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 le **16 mars 2012, à 12 h**;

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

Lise Duquette
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Serge Cormier;
- 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.