

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2005-34

R-3541-2004

24 février 2005

PRÉSENTS :

M. Jean-Noël Vallière, B. Sc. (Écon.)

M. Michel Hardy, B. Sc. A., MBA

M^e Marc-André Patoine, B.A., LL.L.

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2005-2006**

INTERVENANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Association des stations de ski du Québec (FCEI/ASSQ);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ);
- Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE.....	7
SOMMAIRE.....	9
INTRODUCTION	15
1. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR.....	19
1.1 Efficience du Distributeur	20
1.2 Efficience des fournisseurs internes du Distributeur	26
2. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES.....	29
2.1 Manque à gagner associé au décalage entre l'année témoin et l'année tarifaire.....	29
2.2 Compte de <i>pass-on</i>	36
2.3 Gestion du risque de change lié aux approvisionnements énergétiques	50
2.4 Activités non réglementées	53
2.5 Code de conduite.....	54
3. COÛT DE SERVICE, BASE DE TARIFICATION ET REVENUS REQUIS	55
3.1 Conventions comptables.....	55
3.2 Prévision de la demande.....	59
3.3 Coût de fourniture et de transport	61
3.4 Charges brutes directes	63
3.5 Charges de services partagés	74
3.6 Frais corporatifs	77
3.7 Charge de retraite	79
3.8 Autres charges.....	87
3.9 Éléments créditeurs des charges	89
3.10 Coût du capital	92
3.11 Tarif BT.....	95
3.12 Autorisation des investissements du Distributeur pour 2005	102
3.13 Base de tarification.....	107
3.14 Revenu requis.....	110
4. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	113
4.1 Cadre général	113
4.2 Réseaux autonomes.....	114
4.3 Tarifs de gestion de la consommation et de secours	116
4.4 Nouveaux éléments	118
4.5 Modifications méthodologiques	119
4.6 Facteurs de classement.....	123
4.7 Fourniture patrimoniale et postpatrimoniale	124
5. STRUCTURES TARIFAIRES ET FRAIS DE SERVICE DE NATURE	
ADMINISTRATIVE.....	134
5.1 Structures des tarifs domestiques.....	134
5.2 Structures des tarifs généraux	140
5.3 Autres dispositions tarifaires.....	151
6. STRATÉGIE TARIFAIRE ET INTERFINANCEMENT	155
7. DONNÉES À PRÉSENTER DANS LE RAPPORT ANNUEL À LA RÉGIE	160
DISPOSITIF	161

LEXIQUE

Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur);
Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur);
Hydro-Québec dans ses activités de transport ou TransÉnergie (le Transporteur);
Régie de l'énergie (la Régie).

Actif au titre des prestations constituées (ATPC);
Centre de services partagés (CSP);
Compte de frais reportés (CFR);
Compte de transfert (compte de *pass-on*);
Facteur d'utilisation (F.U.);
Gigawattheure (GWh);
Institut canadien des comptables agréés (ICCA);
Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ);
Kilowatt (kW);
Kilowattheure (kWh);
Mégawatt (MW);
Note d'orientation concernant la comptabilité (NOC);
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ);
Principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR);
Services à la clientèle (SALC);
Système d'information clientèle (SIC);
Taxe sur les services publics (TSP);
Térawattheure (TWh).

SOMMAIRE

Le 12 juillet 2004, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006, débutant le 1^{er} avril 2005. Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2004-64, le Distributeur joint à sa demande une preuve portant sur les modifications aux structures tarifaires ainsi que sur les frais de service de nature administrative.

Le 30 septembre 2004, le Distributeur dépose sa demande amendée relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006 ainsi que l'ensemble de la preuve à son soutien. Le Distributeur demande à la Régie de modifier, à compter du 1^{er} avril 2005, l'ensemble de ses tarifs d'électricité, sauf les tarifs en temps réel (LR et MR), afin d'y appliquer une hausse uniforme de 2,7 %, qui se compose d'une hausse de 2,07 % applicable à compter du 1^{er} avril 2005 et d'un cavalier de 12 mois de 0,63 % applicable du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006.

L'audience se tient aux bureaux de la Régie à Montréal, du 6 au 17 décembre 2004 ainsi que les 11 et 12 janvier 2005 pour les argumentations. Le Distributeur dépose une réplique écrite aux argumentations des intervenants le 17 janvier 2005, date à laquelle le dossier est pris en délibéré.

L'examen tarifaire porte premièrement sur l'établissement du revenu requis pour 2005. Celui-ci est établi sur la base de projections des coûts d'une année témoin débutant au 1^{er} janvier et coïncidant avec l'année financière du Distributeur et incluent un rendement raisonnable sur l'avoir propre. Deuxièmement, il porte sur la hausse tarifaire demandée pour l'année 2005-2006. Il porte également sur certains autres sujets dont le manque à gagner associé au décalage entre l'année témoin et l'année tarifaire, la création d'un compte de transfert associé aux coûts d'approvisionnement (compte de *pass-on*), l'approbation d'une méthode de répartition des coûts d'approvisionnement et les modifications aux structures tarifaires.

Manque à gagner associé au décalage entre l'année témoin et l'année tarifaire

Le Distributeur fait face à un contexte d'augmentation des volumes de consommation d'énergie et, avec l'atteinte du volume maximal d'électricité patrimoniale en 2005, de croissance des coûts unitaires. La Régie conclut que l'estimateur qu'elle avait retenu, dans le cadre du dossier R-3492-2002, pour établir le revenu requis du Distributeur ne capte pas complètement les conditions d'application des tarifs. Il existe donc un manque à gagner

significatif et systématique entre le revenu requis calculé sur la période de l'année témoin et celui qui pourrait être généré sur la période de l'année tarifaire.

La Régie considère qu'il y a lieu d'adopter un mécanisme qui permette au Distributeur de récupérer ce manque à gagner. La Régie autorise donc le Distributeur à prendre une provision réglementaire qui sera récupérée effectivement dans l'année témoin subséquente. Le Distributeur devra établir cette provision lors de chaque dossier tarifaire. Pour l'année 2005, la Régie estime cette provision à 33 M \$.

Pour les motifs explicités dans la décision, la Régie ne peut accorder au Distributeur la provision de 36,2 M\$ qu'il réclame pour récupérer, dans le cadre de l'année tarifaire 2005-2006, un manque à gagner pour l'année 2004. La Régie juge que cette demande est non conforme à la décision D-2004-47 et au cadre réglementaire en vigueur à cette date.

Compte de pass-on

La Régie est sensible aux risques financiers auxquels serait soumis le Distributeur, dans le cas où aucune protection ne lui était accordée et où les approvisionnements s'avéraient en réalité différents du budget soumis pour 2005. Cependant, elle juge qu'elle n'a pas obtenu suffisamment de preuve sur le reste de l'environnement de risque du Distributeur, notamment sur les variations des revenus de transport et de distribution qui accompagnent toute variation des volumes de ventes et qui ont un impact inverse sur le rendement du Distributeur.

Dans les circonstances, pour le présent dossier, la Régie opte pour une protection partielle contre les risques associés aux approvisionnements. La Régie autorise le Distributeur à créer un compte de *pass-on* qui couvrira l'ensemble des risques d'approvisionnement auxquels fait face le Distributeur, au-delà d'un seuil équivalant à un aléa climatique de +/- un écart-type, soit 1,9 TWh.

Coût de service, base de tarification et revenus requis

La Régie est satisfaite de la prévision des ventes proposée par le Distributeur. Les charges soumises aux fins de l'établissement du revenu requis pour l'année 2005 sont toutes reconnues par la Régie, au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, à l'exception d'un montant de 15 M \$ relatif au poste Services externes et autres ressources financières. La Régie n'a pas été convaincue de la nature récurrente de l'augmentation des provisions associées à ce poste. De plus, le Distributeur n'a pas su faire

la démonstration, à la satisfaction de la Régie, que les montants provisionnés se retrouvent effectivement imputés à d'autres postes de dépenses nécessaires à la prestation du service.

En ce qui a trait aux régimes d'intéressement, la Régie juge qu'il est très difficile d'établir un lien causal direct entre ces derniers, tel qu'ils sont conçus présentement, et la qualité de la prestation de service du Distributeur. La Régie considère donc que de tels régimes ne peuvent justifier sur une base permanente leur reconnaissance au titre de charge nécessaire à la prestation de service. Toutefois, la Régie reconnaît qu'Hydro-Québec s'est engagée, préalablement à la décision D-2004-47, à verser certains bonis. Elle reconnaît donc les bonis pour inclusion dans le coût de service en 2005.

En ce qui concerne la demande d'autorisation des investissements du Distributeur pour 2005, la Régie juge que le dossier présenté n'est pas suffisamment convaincant pour justifier entièrement le budget d'investissement demandé. Pour les investissements en pérennité, la Régie maintient au niveau de 2004 les investissements autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi. Seule la catégorie croissance de la demande disposera en 2005 d'un montant supérieur à celui de l'an dernier. En conséquence, la Régie autorise partiellement les investissements demandés par le Distributeur. Pour les quatre catégories d'investissement, le budget autorisé totalise 548,4 M \$, soit une réduction de 30,8 M \$ du montant demandé.

Coût du capital

La Régie reconnaît un coût présumé de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2005 de 8,24 % et demande au Distributeur de mettre à jour le calcul du taux de rendement sur l'avoir propre en utilisant les données du Consensus Forecast de janvier 2005. La Régie estime, sur la base des données publiées, que le rendement sur l'avoir propre du Distributeur, indiqué dans sa demande pour l'année témoin 2005, devrait être diminué d'environ 18 M \$.

Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour le taux de rendement sur la base de tarification et le coût en capital prospectif pour l'année 2005 en tenant compte des instructions contenues dans la présente décision.

Méthode de répartition du coût de service

La Régie complète dans cette décision l'examen des méthodes de répartition des coûts qu'elle avait entrepris au cours du dossier R-3492-2002. Le Distributeur propose un certain nombre de changements méthodologiques qui, pour la plupart, ont été traités lors des rencontres techniques tenues à la suite du dossier tarifaire précédent. Toutes les

modifications proposées sont acceptées. Seule la méthode de répartition des coûts de fourniture devra faire l'objet d'un examen plus approfondi.

La Régie demande au Distributeur de développer une méthode de répartition des coûts de fourniture qui consistera à répartir distinctement les coûts du bloc d'électricité patrimoniale de ceux du bloc postpatrimonial, puisqu'elle juge que les méthodes alternatives n'ont pas été évaluées à leur juste valeur dans le présent dossier.

Modifications aux structures tarifaires

La Régie rappelle que l'examen des méthodes de répartition des coûts n'est pas complété. Pour le moment la Régie opte donc pour la prudence en matière de correction des structures tarifaires. Lorsque les méthodes de répartition des coûts du Distributeur feront l'objet d'une structure plus définitive, le Distributeur pourra préciser les modifications tarifaires nécessaires en vue d'améliorer le signal de prix.

Malgré ces réserves, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'amorcer la réforme des structures tarifaires dès cette année avec quelques éléments qui ne changeront pas fondamentalement quelles que soient les décisions à venir sur les méthodes de répartition des coûts. La Régie est favorable aux modifications qui mèneront sur une base graduelle à un meilleur signal de prix et à un juste reflet des coûts. Pour cette première étape de modification à la structure des tarifs domestiques la Régie demande au Distributeur de geler la redevance à son niveau actuel, d'amorcer une augmentation graduelle de la prime de puissance aux tarifs D et DM et d'introduire une prime de puissance au tarif DT, équivalente à celle du tarif D.

La Régie juge qu'une seule réforme est nécessaire à la structure des tarifs généraux. Elle demande au Distributeur d'apporter au tarif G les modifications associées à l'augmentation du seuil d'application de la prime de puissance de 40 à 45 kW pour le 1^{er} avril 2005. Comme seconde étape, le Distributeur devra déposer, dans le prochain dossier tarifaire, une demande d'augmentation du seuil d'application de la prime de puissance du tarif G de 45 à 50 kW à compter du 1^{er} avril 2006.

Pour ce qui est des demandes de tarification particulière pour les stations de ski, les municipalités ou les sociétés de transport en commun, la Régie considère que ces clients ne justifient pas un traitement différent de celui applicable aux autres clients de la même catégorie tarifaire. Ces clients bénéficient des meilleurs tarifs applicables.

Stratégie tarifaire

La Régie reconnaît pour l'année témoin 2005 un revenu additionnel requis d'environ 102 M \$ que le Distributeur pourra récupérer en appliquant une augmentation uniforme de ses tarifs d'environ 1,2 % à compter du 1^{er} avril 2005. La Régie évalue que cette hausse représente une augmentation moyenne de 1,10 \$ par mois pour le client résidentiel moyen et de 1,63 \$ par mois pour le client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité. La nouvelle grille tarifaire du Distributeur sera approuvée ultérieurement, lorsque le Distributeur aura apporté les modifications demandées par la Régie à sa base de tarification et au revenu requis de 2005. De plus, la Régie constate qu'une augmentation uniforme des tarifs ne résultera pas en une modification significative de l'indice d'interfinancement dont bénéficient les consommateurs du tarif domestique.

INTRODUCTION

Le 12 juillet 2004, le Distributeur demande à la Régie d'initier son dossier tarifaire 2005-2006. Le Distributeur, suivant les termes de la décision D-2004-64, joint à sa demande une preuve portant sur les structures tarifaires et les frais de service de nature administrative. Il propose qu'aucune modification ne soit apportée à ces éléments dans le cadre du présent dossier.

Un avis est publié par le Distributeur dans les principaux quotidiens du Québec. La Régie reçoit quatorze demandes d'intervention d'intéressés souhaitant participer au dossier tarifaire du Distributeur.

Dans sa décision D-2004-182, la Régie rend sa décision sur la reconnaissance des intervenants et fixe la procédure ainsi que l'échéancier pour le traitement du dossier.

Le 30 septembre 2004, le Distributeur dépose une demande amendée ainsi que la preuve à son soutien. Il recherche les conclusions suivantes :

« **ACCUEILLIR** la présente demande ;

APPROUVER l'établissement d'une provision réglementaire de 36,2 M\$ au 31 décembre 2004 ;

PRENDRE ACTE de la politique de gestion active du risque de change liée aux approvisionnements de court terme présentée à la pièce HQD-5, Document 6 ;

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

AUTORISER la création d'un compte de frais reportés, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification, afin d'y comptabiliser les coûts de fourniture postpatrimoniaux définis à la pièce HQD-5, Document 2 ;

RECONNAÎTRE les coûts d'approvisionnement du tarif BT pour la période du 1^{er} au 31 décembre 2004 et pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005 ;

RECONNAÎTRE comme prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité les immobilisations mises en exploitation au cours de l'année témoin 2005 ;

AUTORISER les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité qui n'auront pas encore été mis en exploitation en 2005, mais pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application ;

ÉTABLIR la base de tarification du Distributeur pour l'année témoin 2005 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi ;

RENDRE une décision sur la méthode de détermination du coût de la dette applicable aux deux divisions réglementées d'Hydro-Québec ;

DÉTERMINER un taux de rendement de 8,67 % sur la base de tarification 2005 du Distributeur ;

PERMETTRE l'utilisation d'un coût de capital prospectif pour le Distributeur de 7,15 % pour l'année témoin 2005 ;

DÉTERMINER les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service pour l'année témoin 2005 ;

APPROUVER les revenus requis du Distributeur pour l'année témoin 2005 ;

APPROUVER la mise en place d'un cavalier sur douze (12) mois à compter du 1^{er} avril 2005 ;

MODIFIER, à compter du 1^{er} avril 2005, l'ensemble des tarifs du Distributeur, sauf les tarifs en temps réel (LR et MR), afin d'y appliquer une hausse uniforme de 2,7 %, qui se compose d'une hausse de 2,07 % applicable à compter du 1^{er} avril 2005 et d'un cavalier de 12 mois de 0,63 % applicable du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006 ;

En sus de la hausse de 2,7 %, **FIXER** le tarif de transition applicable aux usages de photosynthèse des abonnés du tarif BT en y appliquant une hausse supplémentaire de 5 % ;

APPROUVER l'établissement d'une provision réglementaire de 16 M\$ au 31 décembre 2005 ;

APPROUVER le texte des tarifs et conditions du Distributeur proposé à la pièce HQD-13, Document 2. »

Le 6 octobre 2004, la Régie demande aux participants de commenter son intention de traiter du mode de détermination du coût de la dette, permettant d'immuniser la clientèle contre la volatilité du taux de change, dans le cadre d'une audience générique puisqu'il serait applicable tant au Distributeur qu'au Transporteur. La Régie informe les participants qu'elle

considère que le coût de la dette peut être établi sur la base de la méthode retenue dans la décision D-2004-47.

Après avoir recueilli les commentaires des participants, la Régie confirme, le 12 octobre 2004, que la nouvelle méthode de détermination du coût de la dette sera traitée dans le cadre d'une audience générique portant sur l'ensemble des paramètres du coût du capital des deux entités réglementées d'Hydro-Québec et que le coût de la dette dans le présent dossier sera établi sur la base de la méthode retenue dans la décision D-2004-47.

L'audience se tient aux bureaux de la Régie à Montréal, du 6 au 17 décembre 2004 ainsi que les 11, 12 et 13 janvier 2005 pour les argumentations. Le Distributeur dépose une réplique écrite aux argumentations des intervenants le 17 janvier 2005, date à laquelle le dossier est pris en délibéré.

1. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR

En réponse aux attentes de la Régie exprimées dans la décision D-2004-47¹ relativement à la mesure de l'efficacité, le Distributeur présente son dossier en deux parties². La première traite de son efficacité propre et la seconde de l'efficacité de ses fournisseurs internes.

Dans un premier temps, en introduction de la preuve du Distributeur, l'aspect du balisage externe est essentiellement évacué. Le Distributeur propose que l'examen du balisage effectué pour ses macroprocessus Distribution et Services à la clientèle (SALC) soit traité dans le cadre d'un dossier distinct, comportant des rencontres techniques avec les intervenants et le personnel de la Régie. En plus des résultats de l'analyse de la firme PA Consulting pour l'année 2002, ces rencontres techniques devraient également permettre l'examen des résultats portant sur l'année 2003.

Par ailleurs, il propose que l'examen détaillé du balisage du Centre de services partagés (CSP) soit revu conjointement avec le sien.

Interrogé en demande de renseignements, le Distributeur indique³ vouloir lancer le groupe de travail sur le balisage par le dépôt d'une requête distincte en 2005, qui pourrait potentiellement s'inscrire dans une première phase du prochain dossier tarifaire du Distributeur. Les travaux pourraient s'amorcer dès que les analyses du Distributeur sur les résultats 2003 du programme de PA Consulting seront complétées, soit en début d'année 2005.

À la suite d'une demande de la Régie dans la décision D-2004-47, le Distributeur présente un rapport⁴ avantages/inconvénients sur la faisabilité d'adopter un outil pancanadien de présentation de données comptables et financières de type FERC Form-1. Selon la conclusion de ce rapport, la mise en place d'une structure de données uniforme pour l'ensemble du Canada est prématurée.

¹ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 phase 2, 26 février 2004.

² Pièce HQD-4, documents 1 et 2.

³ Pièce HQD-14, document 5, page 8.

⁴ Pièce HQD-4, document 3.

1.1 EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR

1.1.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** aborde dans sa preuve⁵ toute la thématique liée à la mesure de son efficacité en deux volets. Le premier traite du balisage interne au niveau global ainsi qu'au niveau de ses deux macroprocessus que sont Distribution et SALC. Le second a trait au balisage interne au niveau désagrégé de certains de ses processus.

Balisage interne au niveau global

Le Distributeur regroupe 23 indicateurs d'efficacité sous 3 grandes catégories, soit : les indicateurs globaux, les indicateurs du processus SALC et les indicateurs du processus Distribution.

La liste des 23 indicateurs proposée par le Distributeur compte certains changements par rapport à celle des 19 indicateurs exigée par la Régie. Le Distributeur juge en effet pertinent l'ajout de deux nouveaux indicateurs pour suivre les activités du processus Distribution. Ces indicateurs sont le Coût total Distribution par abonnement et les Charges d'exploitation nettes Distribution par abonnement. Il indique que ces derniers avaient également été recommandés par l'expert Drazen au cours de la phase 2 du dossier R-3492-2002.

Le Distributeur reprend deux indicateurs présentés lors de ce même dossier, mais qui n'avaient pas été retenus par la Régie. Selon lui, l'indicateur Coût total Distribution et SALC par kWh normalisé peut s'apparenter à un tarif Distribution et SALC dans l'éventualité où les tarifs d'électricité seraient dégroupés. L'autre indicateur est Charges d'exploitation nettes Distribution et SALC par kWh normalisé.

Par ailleurs, le Distributeur utilise un nouvel intrant, l'effectif moyen. Cet intrant permet de quantifier l'intensité de la main-d'oeuvre nécessaire afin de réaliser les activités sous examen. La notion d'équivalent temps complet spécifiquement demandée par la Régie n'a pu être utilisée. Cependant, le Distributeur prévoit être en mesure de satisfaire à cette demande dès les premiers mois de l'année 2005. La méthode retenue utilise les heures travaillées compte tenu des horaires normaux de travail. Étant donné le nombre important d'horaires de travail différents, certaines validations sont toujours en cours. Les résultats préliminaires démontrent toutefois que l'intrant actuel, soit l'effectif annuel moyen,

⁵ Pièce HQD-4, document 1, page 7.

constitue selon le Distributeur une bonne approximation de la notion d'équivalent temps complet.

Afin de permettre la comparaison, le Distributeur indique que l'ensemble des indicateurs est calculé en excluant les coûts relatifs à la production et au transport de l'électricité des réseaux autonomes. Cet ajustement, appliqué à l'ensemble des indicateurs, est effectué afin de mieux refléter les ressources requises par chacun des processus. Par conséquent, les années 2001 et 2002 sont ajustées par rapport à ce qui avait été présenté dans le dossier R-3492-2002 afin de refléter cette exclusion.

Selon le Distributeur, l'analyse des indicateurs démontre que, dans l'ensemble, son efficience globale ainsi que son efficience par macroprocessus se sont améliorées sur la période 2001-2005.

Seize des vingt-trois indicateurs se sont améliorés, alors que les sept autres indicateurs ont connu une évolution légèrement défavorable sur la même période. Dans tous les cas, il estime cependant que la hausse observée a été inférieure à celle de l'indice des prix à la consommation qui, sur la même période, a crû annuellement de 1,9 %.

Le Distributeur mentionne que l'évolution des intrants rend compte des efforts de contrôle des coûts qui lui ont permis de limiter la croissance annuelle moyenne de ses coûts totaux de Distribution et de SALC à 1,2 %. Quant à ses charges d'exploitation nettes, il estime avoir réussi à en limiter la croissance annuelle moyenne à 0,9 %, ce qui témoigne de ses efforts soutenus pour absorber le plus possible la croissance du volume d'affaires.

Le Distributeur est d'avis que ses coûts ont évolué moins rapidement que l'accroissement des abonnements qui a été de 1,3 % annuellement sur la période 2001-2005. Il affirme également que ses coûts totaux de Distribution et de SALC ont peu augmenté, malgré une hausse annuelle moyenne importante du volume des ventes de 2,3 %. Selon le Distributeur, cette amélioration est d'autant plus appréciable que ces coûts incluent une croissance de la masse salariale ainsi qu'une croissance de la charge de retraite de l'ordre de 50 M\$ sur la période 2001-2005. Il explique toutefois que ces hausses sont notamment atténuées par une gestion serrée des coûts et une optimisation des activités de recouvrement ayant conduit à une réduction des coûts des mauvaises créances.

Quant aux immobilisations nettes en exploitation, le Distributeur affirme qu'elles ont connu une croissance annuelle moyenne de 1,6 % attribuable aux raccordements de nouveaux clients, au prolongement du réseau et à l'amélioration des systèmes d'information. Pour ce qui est de l'intrant effectifs moyens, ce dernier a connu une croissance annuelle moyenne

inférieure à 1 %. Selon lui, cette hausse s'explique en bonne partie par le transfert de ressources humaines d'unités corporatives vers le Distributeur, par la réalisation de projets d'envergure tels le Système d'information clientèle (SIC) et le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).

Balisage interne de niveau désagrégé

Le Distributeur traite du balisage interne au niveau désagrégé de certains de ses processus.

Pour s'assurer des progrès réalisés au niveau de sa performance, le Distributeur suit régulièrement différents indicateurs désagrégés dans une perspective de balisage interne. Selon lui, l'intérêt réside beaucoup plus dans une analyse approfondie de ses différents processus que dans les comparaisons globales. Ce type d'analyse par processus lui permet d'identifier les meilleures pratiques d'affaires de l'industrie (pratiques gagnantes) en vue de s'en inspirer pour améliorer ses propres façons de faire.

Le Distributeur présente et analyse quatre processus liés aux SALC :

- Accueil et traitement des demandes des clients;
- Relève des compteurs;
- Facturation et encaissement;
- Crédit et recouvrement.

Le Distributeur utilise l'indicateur Charges d'exploitation nettes par abonnement pour chacun des processus. Trois de ces quatre processus s'améliorent dans le temps. Seul le processus Facturation et encaissement se détériore.

Le Distributeur tient compte de deux éléments indissociables dans l'évaluation de l'efficacité du processus Distribution :

- Amélioration de l'efficacité;
- Qualité du produit et des services offerts.

Pour mesurer l'amélioration de l'efficacité, le Distributeur utilise les indicateurs :

- Coût total du processus Distribution par abonnement;
- Charges d'exploitation nettes par abonnement.

La mesure du second élément, Qualité du produit et des services offerts, se subdivise en quatre thèmes :

- continuité du service électrique;

- pannes de longue durée;
- information lors de pannes et d'interruptions de service planifiées;
- sécurité des installations.

Il propose certains indicateurs pour chacun de ces quatre thèmes. Selon lui, la Qualité du produit et des services s'améliore.

Du côté des intervenants, bien que ne produisant aucune preuve sur ce sujet, quelques-uns appuient la proposition du Distributeur voulant que l'examen du balisage effectué pour ses processus SALC et Distribution soit traité dans le cadre d'un dossier distinct, à l'intérieur de rencontres techniques.

FCEI/ASSQ⁶ présente la preuve de l'expert Drazen, dans laquelle ce dernier conteste l'interprétation qu'a donnée le Distributeur des résultats des 23 indicateurs d'efficience. De l'avis de cet expert, les résultats ne sont pas aussi favorables que le prétend le Distributeur. Il critique la façon dont sont comparées les données de balisage sur la période 2001-2005. Il estime en effet qu'en choisissant la période 2003-2005 ou encore la période 2004-2005, on en arrive à un portrait différent de l'efficience du Distributeur. De plus, l'expert Drazen souligne que les données de 2004, présentées par le Distributeur, composées de données réelles pour les quatre premiers mois et budgétées pour le reste de l'année, ne tiennent pas compte des montants non reconnus par la Régie dans sa décision D-2004-47. Il soutient que si tel était le cas, les indicateurs du Distributeur révéleraient une croissance des charges encore plus marquée, particulièrement sur la période 2004-2005.

L'**UC**⁷ est d'avis que l'efficience du Distributeur, sur toute la période étudiée, n'est pas soutenue. Selon elle, l'année de base et l'année témoin affichent une perte d'efficience et elle estime que la méthode d'évaluation de la performance du Distributeur, incluant les données sur la période 2001-2005, ne fait que cacher l'augmentation de ses coûts. Ceci a pour conséquence de masquer la perte d'efficience des années de base et témoin qui entrent dans le calcul de plusieurs indicateurs d'efficience. L'intervenante demande à la Régie de surveiller l'évolution de l'efficience du Distributeur d'année en année, plutôt que de le faire par la moyenne calculée à partir de 2001, et elle lui demande de fixer des objectifs de performance à atteindre par le Distributeur à moyen et à long terme pour les indicateurs choisis.

⁶ Pièce FCEI-ASSQ-5, pages 7 et 11.

⁷ Pièce UC-4, pages 17 à 19.

Par ailleurs, l'intervenante pense que l'idée d'un mécanisme incitatif pourrait être soumise à l'étude dans le cadre du groupe de travail que propose le Distributeur. Également, elle est préoccupée par le manque de transparence du Distributeur vis-à-vis de l'effort qui devrait être déployé afin d'améliorer son efficacité dans les services offerts à ses différentes catégories de clients. Selon elle, l'efficacité du Distributeur diminue face à sa clientèle domestique pour les années 2003 à 2005 et elle plaide la captivité de ces derniers pour tenter d'expliquer cette diminution.

Pour répondre à la question de l'effet d'atténuation de la mesure de l'efficacité en prenant une moyenne sur cinq ans, plutôt que de surveiller l'évolution de l'efficacité d'année en année, le **Distributeur** affirme en audience⁸ qu'il faut être prudent dans l'interprétation des indicateurs et qu'il faut avoir une vision globale et non ponctuelle avant de porter un jugement. Il justifie son point de vue en arguant que certains éléments de coûts constituant ses indicateurs sont hors de son contrôle, ce qui peut fausser la compréhension de sa performance dans le cas d'une situation défavorable une année donnée ou dans le cas d'une situation favorable une autre année.

En réponse à la question relative à l'opportunité de traiter d'un mécanisme incitatif dans le cadre des rencontres techniques sur le balisage qu'il propose, le Distributeur invoque⁹ la prématurité de procéder ainsi, en raison de la nécessité de séparer ces deux sujets différents par leur complexité de traitement, d'une part, et en raison de la nécessité d'établir une base de coûts fiable et stable, d'autre part.

1.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans sa décision D-2004-47, la Régie demandait au Distributeur d'utiliser la liste préliminaire de 19 indicateurs qu'elle avait établie afin de mesurer et baliser son efficacité globale, tout en différenciant le processus de Distribution de celui de SALC. La Régie entrevoyait également la possibilité d'introduire de nouveaux indicateurs. Par ailleurs, elle demandait au Distributeur de déposer les résultats du balisage externe des études COPE de l'Association canadienne de l'électricité et de PA Consulting pour l'année 2003. La Régie demandait également que soit produit un rapport sur la faisabilité d'adopter un format de présentation standardisé des données de la nature du formulaire FERC Form-1.

⁸ Notes sténographiques (NS), volume 1, pages 85 à 89.

⁹ NS, volume 1, pages 149 à 152.

La Régie retient la proposition du Distributeur de traiter, en rencontres techniques et dans le cadre d'un dossier distinct, la question du balisage de ses processus Distribution et SALC. Ces rencontres techniques permettront aux participants de saisir les problématiques et défis que la thématique du balisage représente et d'identifier les solutions les plus prometteuses. Dans la présente décision, la Régie considère toutefois opportun de statuer sur la liste des 23 indicateurs proposée par le Distributeur et sur les résultats qu'ils représentent, bien que cette liste puisse se trouver modifiée au terme des rencontres techniques.

La Régie est d'avis que les 23 indicateurs proposés sont valables et qu'ils constituent, à ce stade-ci, une base suffisante pour établir les assises réglementaires de la mesure de l'efficacité du Distributeur. En ce qui concerne l'interprétation de l'évolution de ces indicateurs, la Régie partage les vues du Distributeur sur la nécessité de juger de l'efficacité dans une perspective tendancielle, plutôt que ponctuelle. Elle estime correcte l'utilisation d'une moyenne appliquée sur une période historique pour mesurer l'efficacité du Distributeur, en prenant en compte tant les situations favorables que défavorables pour ce dernier. Cependant, ceci n'exclut pas la possibilité de se servir de moyennes sur des périodes différentes aux fins d'une analyse plus fine des données et d'une appréciation juste des tendances observées.

Par ailleurs, la Régie note que le Distributeur utilise, pour la présentation des données de l'année de base, une combinaison de données réelles et de données budgétées où ces dernières correspondent au budget soumis lors du dossier tarifaire précédent et non au coût de service reconnu par la Régie. Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur de fournir des explications sur les données de l'année de base présentant des écarts significatifs par rapport au budget reconnu par la Régie dans ses décisions antérieures.

La Régie comprend l'importance qu'accorde le Distributeur au suivi des indicateurs désagrégés d'efficacité pour ses différents processus internes. Comme le débat sur la pertinence de l'indicateur Charges d'exploitation nettes par abonnement, choisi par le Distributeur, n'a pas été fait et aura vraisemblablement lieu lors des rencontres techniques, la Régie estime prématuré de se prononcer maintenant sur sa pertinence.

En dernier lieu, la Régie accepte la conclusion de prématurité à laquelle en arrive le Distributeur dans le rapport avantages/inconvénients qu'il a produit sur la faisabilité d'adopter un outil pancanadien de présentation de données comptables et financières de type FERC Form-1.

1.2 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

1.2.1 POSITION DES PARTIES

Le Distributeur¹⁰ négocie et signe avec chacun de ses fournisseurs internes des ententes client-fournisseur afin d'établir avec eux des relations d'affaires de qualité. Ces ententes annuelles spécifient les attentes du Distributeur en termes de produits et services ainsi que l'ensemble des modalités qui s'y rattachent.

Différents comités assurent les suivis des ententes, examinent différentes problématiques, proposent des solutions pour y remédier et, enfin, recherchent des pistes d'optimisation et de réduction de coûts portant sur les volumes de consommation et la qualité attendue des services. Finalement, différentes rencontres sont organisées en cours d'année au niveau du Distributeur afin que les représentants des unités partagent leurs stratégies d'optimisation et discutent des nouvelles pistes qui pourraient être suivies tant en matière de réduction de la consommation, qu'en ce qui a trait au respect des budgets ou à l'amélioration des façons de faire.

Afin d'évaluer la performance de ses fournisseurs internes, le **Distributeur** propose d'utiliser l'indicateur Charges de services partagés par abonnement sur la période 2001-2005. Selon cet indicateur, le Distributeur démontre que ces charges décroissent à cause de la saine gestion et du contrôle serré des coûts exercés au fil des ans, combinés aux efforts de négociation, de suivi et d'optimisation effectués avec ses fournisseurs internes. En guise d'actions concrètes entreprises pour l'ensemble de ses charges de services partagés, le Distributeur a accru la responsabilisation et l'imputabilité de ses gestionnaires face au suivi de leurs dépenses.

Efficiency du CSP

Le Distributeur propose¹¹ que les études de balisage externe du CSP soient déposées avec les siennes dans le cadre d'un dossier conjoint, distinct du présent dossier, et qu'elles soient examinées en détail lors de présentation en rencontres techniques, plutôt qu'en audience publique.

Afin de répondre aux attentes de la Régie quant à l'évaluation de l'efficacité du CSP, le Distributeur¹² et le CSP ont effectué une réflexion commune sur la recherche d'indicateurs

¹⁰ Pièce HQD-4, document 2, pages 7 à 13.

¹¹ *Ibid.* à la page 5.

¹² *Ibid.* aux pages 13 à 23.

d'efficience pertinents portant sur les coûts unitaires des services rendus par le CSP au Distributeur. Au cours de cette réflexion, l'examen des charges de services fournis par le CSP a été effectué et, pour chaque rubrique importante, des propositions d'indicateurs portant sur les coûts unitaires ont été soumises. Une sélection d'indicateurs a ensuite été effectuée par le CSP en fonction de différents critères.

Les indicateurs retenus et proposés par le CSP tiennent compte des exigences et obligations du Distributeur quant à la qualité des produits et services offerts ainsi qu'à l'efficience des coûts lui étant facturés. Les coûts associés à ces indicateurs couvrent près de 50 % des charges de services partagés du CSP facturés au Distributeur en 2004. Ces six indicateurs sont :

- Coût d'exploitation par mètre carré;
- Taux d'inoccupation;
- Coût d'entretien par véhicule équivalent;
- Coût de gestion du CSP par matériel consommé;
- Coût moyen par ligne téléphonique;
- Coût moyen par ordinateur.

Relativement à ces indicateurs, le CSP indique avoir maintenu ou amélioré sa performance, à l'exception des coûts unitaires de télécommunications et de bureautique. Dans ce cas, le CSP mentionne que l'utilisation de technologies plus coûteuses, notamment pour répondre aux besoins des centres d'appels intermédiaires mis en place par le Distributeur, a contribué en partie à la hausse constatée entre 2004 et 2005.

Efficience du Transporteur

L'examen du balisage portant sur les services de télécommunications spécialisées, offerts au Distributeur par le Transporteur, sera intégré dans le balisage à venir du Transporteur au sein de son propre dossier tarifaire¹³.

Selon la compréhension commune du Distributeur et du Transporteur¹⁴, la grille d'analyse demandée par la Régie doit mettre en relation les coûts des services de télécommunications spécialisées et de radios mobiles ainsi que les facteurs ayant une influence sur ces coûts.

¹³ Pièce HQD-4, document 1, page 7.

¹⁴ Pièce HQD-4, document 2, pages 23 à 32.

Le Distributeur présente la proposition de grille d'analyse soumise par le Transporteur, de même que les descriptions des facteurs d'influence et des coûts de services affectés. Toutefois, la grille d'analyse proposée ne porte que sur les coûts de radios mobiles, étant donné qu'ils représentent plus de 80 % des coûts de télécommunications spécialisées assumés par le Distributeur pour l'année de base et l'année témoin projetée.

Le Transporteur énumère la liste des facteurs d'influence ayant un impact plus ou moins fort sur les coûts de radios mobiles : la superficie du territoire, le spectre disponible, le nombre de sites, les choix technologiques et les services offerts ainsi que les exigences à satisfaire. Il ventile ses coûts par composante : coûts d'exploitation (main-d'oeuvre, support, etc.) et autres charges (amortissement, taxes et frais financiers).

1.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie note qu'aucun intervenant n'a produit de preuve à l'égard de l'efficacité des fournisseurs internes du Distributeur. La Régie accepte la proposition du Distributeur voulant que les études de balisage externe du CSP soient déposées avec les siennes dans le cadre d'un dossier conjoint, distinct du présent dossier. Elle note par ailleurs l'affirmation du Distributeur voulant que l'examen du balisage sur les télécommunications spécialisées sera intégré dans le balisage à venir du Transporteur au sein de son propre dossier tarifaire.

En ce qui a trait aux coûts unitaires des services rendus par le CSP au Distributeur, la Régie juge globalement acceptables l'analyse et l'interprétation des résultats auxquels en arrive le CSP sur les services offerts au Distributeur. Cependant, la Régie est insatisfaite de la réduction des objectifs de balisage du CSP. Elle demande au Distributeur de revenir aux objectifs du plan de balisage du CSP déposé dans le cadre du dossier R-3492-2002 et approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-47.

Quant à la grille d'analyse des coûts des services de télécommunications spécialisées et de radios mobiles, la Régie accepte la proposition du Distributeur et de son fournisseur de centrer l'examen sur les radios mobiles, étant donné la prépondérance du coût de ce service par rapport aux autres coûts de télécommunications spécialisées. La Régie juge adéquate la grille d'analyse des coûts du service de radios mobiles, mais elle n'a pas d'étude de balisage qui lui permette de l'utiliser. La Régie pourra statuer sur celle-ci lorsque le Transporteur aura déposé son étude de balisage sur ces services.

2. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

2.1 MANQUE À GAGNER ASSOCIÉ AU DÉCALAGE ENTRE L'ANNÉE TÉMOIN ET L'ANNÉE TARIFAIRE

2.1.1 POSITION DES PARTIES

Provision relative au manque à gagner 2004

Le **Distributeur** soumet que la décision D-2004-47 a eu pour effet d'éliminer la surfacturation présumée en 2005 et de créer par la même occasion une sous-facturation en 2004. En conséquence, il n'a pas obtenu une hausse tarifaire lui permettant de faire son plein rendement autorisé en 2004, puisque le tarif calculé sur la base des 12 mois projetés n'a pas été appliqué pour les mois de janvier à mars 2004. À son avis, le manque à gagner qui en résulte pour 2004 se chiffre à 36,2 M\$.

Pour récupérer ce manque à gagner, le Distributeur demande la prise en compte d'une provision réglementaire pour faire en sorte que les revenus permettant de combler le revenu requis autorisé pour 2004 soient présentés à l'intérieur de cette même année.

Cavalier et provision réglementaire

Le Distributeur mentionne que, dans un contexte de tarifs augmentant d'année en année, le problème de sous-facturation devient récurrent. Plus spécifiquement, le Distributeur juge qu'il encourt un manque à gagner résultant de la mise en application de nouveaux tarifs en avril, plutôt qu'en janvier. Pour le Distributeur, la facturation des trois premiers mois de l'année témoin au taux excluant la hausse relative au revenu additionnel requis de cette même année, engendre un manque à gagner qui, si aucun correctif n'est apporté, ne sera jamais récupéré. Il évalue ce manque à gagner à 53,8 M\$ pour l'année 2005.

Comme mesure à appliquer à partir de 2005 pour récupérer le manque à gagner, le Distributeur demande la mise en place d'un cavalier calculé sur la période de 12 mois de l'année témoin, mais appliqué sur les 12 mois suivant le 1^{er} avril 2005. Le Distributeur demande aussi l'autorisation de prendre en compte en décembre 2005 une provision réglementaire afin de présenter en 2005 les revenus attachés à la portion du cavalier, estimée à 16 M\$, qui sera récupérée dans les trois premiers mois de 2006.

Pour le Distributeur, cette proposition lui permettra d'effectuer un compte rendu, par le biais de son rapport annuel, sur la base de revenus récupérés devant être attribués au revenu requis de l'année témoin même si certains revenus récupérés sont constatés aux livres au cours de périodes différentes. De plus, cette proposition permettra une évaluation du rendement réglementaire réalisé sur la base de l'année témoin. Le Distributeur soumet que sa proposition permettra l'atteinte du rendement sur la base de coûts vérifiables et entièrement reconnus par la Régie.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'étant donné les contraintes liées à la configuration des systèmes de l'entreprise, il s'avère pratiquement impossible de faire la démonstration demandée dans la décision D-2004-47, à savoir que le revenu requis sur la période de l'année tarifaire serait significativement différent de celui évalué sur la période de l'année témoin. Selon lui, la production de telles informations, pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars, nécessiterait des manipulations coûteuses aboutissant à des données très hypothétiques. En conséquence, il mentionne qu'il ne croit pas approprié ni possible d'établir un mécanisme d'ajustement du revenu requis pour tenir compte de ce décalage¹⁵.

L'**ACEF de Québec** recommande de rejeter la proposition du Distributeur tant pour le cavalier que pour le manque à gagner de 2004, puisque celui-ci n'a pas répondu au fardeau de preuve requis par la Régie voulant qu'il existe un écart significatif entre le revenu requis de 2005 et celui de 2005-2006¹⁶.

Pour l'**AIEQ**, le décalage entre l'année tarifaire et l'année financière occasionne un manque à gagner. L'intervenante recommande à la Régie de permettre au Distributeur de récupérer ce manque à gagner. Cependant, elle mentionne que la méthode de cavalier proposée par le Distributeur est complexe. Elle recommande une méthode qui permet de récupérer la totalité du manque à gagner d'une année lors de l'augmentation des tarifs de l'année subséquente à travers une prise de provision réglementaire de fin d'année. Elle mentionne que cette méthode est simple d'application et qu'elle élimine la possibilité de surfacturation à la source.

En réplique à cette proposition, le **Distributeur** rappelle que le cavalier permettra de récupérer dans une large mesure en 2005 les sommes d'argent permettant de faire face aux dépenses de l'année 2005. De plus, elle permettra de faire assumer le coût de ce service par le client bénéficiaire du service reçu en 2005.

¹⁵ Pièce HQD-14, document 1, page 19.

¹⁶ NS, volume 10, pages 211 et 212.

Concernant le manque à gagner de l'année 2004, l'**AIEQ** recommande que le revenu additionnel requis établi pour 2005 soit rehaussé du manque à gagner de 36,2 M\$ encouru dans l'exercice financier 2004¹⁷.

FCEI/ASSQ propose d'utiliser un cavalier uniquement si la Régie n'introduit pas de compte de frais reportés (CFR) pour les coûts d'approvisionnement de l'énergie postpatrimoniale. L'intervenant mentionne qu'il ne doit pas y avoir de provision réglementaire si le CFR est accepté. Pour l'intervenant, si la Régie choisissait plutôt la mise en place d'un cavalier, il serait alors raisonnable de mettre en place la provision réglementaire¹⁸.

Le **GRAMÉ** s'oppose à la mise en place d'un cavalier sur une période de 12 mois, puisque cet outil introduit une dimension temporaire aux hausses de tarifs, ce qui pourrait fausser les perceptions et amener des comportements non optimaux en réduisant l'intérêt pour les économies d'énergie. Le **GRAMÉ** propose que le montant requis soit intégré directement dans la hausse tarifaire¹⁹.

Pour **OC**, reconnaître le manque à gagner de 36,2 M\$ associé à l'année témoin 2004, constituerait de la rétrofacturation. Elle invite la Régie à refuser l'inclusion de ce manque à gagner dans les revenus requis²⁰. De plus, **OC** recommande de rejeter l'inclusion dans le revenu requis du manque à gagner de 53,8 M\$. L'intervenante est d'avis que ce manque à gagner n'a pas été justifié de façon adéquate par le Distributeur et elle partage, à cet effet, l'opinion de l'UC et de l'ACEF de Québec.

En réplique à **OC**, le **Distributeur** mentionne que la provision est purement prospective dans la mesure où elle vise à éviter que l'année tarifaire 2004-2005 ait une incidence sur l'année témoin 2005.

Sans se prononcer sur le montant exact de la récupération du manque à gagner qui découle de l'application de la hausse de tarifs à compter du 1^{er} avril, plutôt qu'au 1^{er} janvier, **SÉ/AQLPA** est en accord avec le traitement proposé par le Distributeur d'un cavalier appliqué sur une période de 12 mois, du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006²¹.

¹⁷ NS, volume 11, pages 113 à 116.

¹⁸ Plaidoyer de FCEI/ASSQ, page 32.

¹⁹ Pièce GRAME-3, document 1, pages 8 et 9.

²⁰ Plan d'argumentation d'OC, pages 2 à 5.

²¹ Pièce SÉ-AQLPA-6, document 1, page 2.

Pour l'UC, l'année de recouvrement légitime du revenu requis est l'année tarifaire et non l'année financière. Conséquemment, l'intervenante recommande le rejet de la provision réglementaire de 36,2 M\$ parce qu'elle considère que le Distributeur tente d'atteindre rétroactivement son rendement, ce qui est contraire aux principes réglementaires généralement reconnus.

En ce qui concerne le cavalier, l'intervenante recommande de rejeter la proposition du Distributeur. Elle soutient que le Distributeur n'a pas démontré qu'il existait un écart significatif entre le revenu requis prévu dans l'année tarifaire et celui prévu dans l'année financière comme demandé dans la décision D-2004-47²².

2.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Rappel des principes réglementaires contenus dans les décisions D-2003-93 et D-2004-47 menant à la fixation des tarifs

Dans la décision D-2003-93, le Régie retient le choix d'une année témoin projetée coïncidant avec l'année financière, notamment pour les motifs suivants :

« La Régie considère que cette coïncidence de l'année témoin projetée avec l'année financière assure la transparence et une meilleure qualité de l'information. (...) De plus, cette coïncidence permet de simplifier le processus d'établissement de l'ensemble des données budgétaires soumises à la Régie et d'éviter les risques d'erreurs et de confusion évoqués précédemment. L'adoption d'une année témoin projetée financière aurait également pour avantages de faire coïncider avec le dossier tarifaire, d'une part, les plans d'approvisionnement et les projets d'investissement à être approuvés par la Régie en vertu des articles 72 et 73 et, d'autre part, l'année témoin du Transporteur. »²³

Dans cette même décision, la Régie considérait appropriée la mise en application des tarifs d'électricité au 1^{er} avril pour éviter que des majorations tarifaires surviennent au moment où la consommation est à son niveau le plus haut, particulièrement lorsque les clients utilisent l'électricité pour le chauffage. Il en résultait donc un décalage entre l'année tarifaire et l'année témoin projetée²⁴.

²² Plan d'argumentation de l'UC, pages 3 et 4.

²³ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002 phase 1, 21 mai 2003, pages 13 et 14.

²⁴ *Ibid.* à la page 13.

Par ailleurs, dans la décision D-2004-47, en ce qui concerne la fixation des tarifs, il est précisé que :

« La Régie a le devoir de fixer des tarifs justes et raisonnables, et ceci pour la période de leur mise en application, c'est à dire l'année tarifaire. Elle est d'avis qu'un tarif ne devrait pas, sauf dans des cas prédéfinis, viser à récupérer des coûts encourus avant sa mise en application. Pour établir des tarifs justes et raisonnables, il est d'usage courant d'établir une projection des revenus requis et des revenus des ventes d'une année témoin, laquelle doit être représentative des conditions qui prévaudront au cours de l'année tarifaire. La théorie réglementaire émet donc l'hypothèse que l'année témoin et l'année tarifaire sont équivalentes en termes de revenus requis et de revenus des ventes. »²⁵ (nous soulignons)

À la lumière des principes établis dans ces deux décisions, la Régie autorisait le Distributeur à récupérer dans son année tarifaire, c'est-à-dire du 1^{er} avril au 31 mars, les revenus additionnels requis établis sur la base de l'année témoin projetée. En ce sens, l'année témoin projetée était présumée représentative des conditions qui devaient prévaloir au cours de l'année tarifaire et en constituait donc un estimateur jugé approprié. La Régie mentionnait également qu'elle considérait raisonnable d'établir des tarifs générant un revenu qui permettait au Distributeur d'atteindre, sur l'année tarifaire 2004-2005, le rendement accordé²⁶.

Provision relative au manque à gagner 2004

Dans ces décisions, la Régie reconnaissait une possibilité que le décalage entre l'année tarifaire et l'année témoin comporte un préjudice pour le Distributeur. Elle constatait que le Distributeur n'avait pas fait la démonstration de la nécessité d'un mécanisme d'ajustement à cet égard. Cependant, la Régie ajoutait que si le Distributeur désirait faire cette preuve dans les dossiers futurs, elle réservait ses droits²⁷.

Donc, la Régie ne considérait pas sa décision définitive sur ce point et le Distributeur pouvait produire une preuve sur ce sujet. Toutefois, elle n'a jamais dit que le Distributeur pouvait réclamer un manque à gagner de façon rétroactive. Au contraire, elle dit que les tarifs ne devraient pas viser à récupérer des coûts encourus avant sa mise en application. Le régime de réglementation en est un prospectif et le Distributeur ne peut revenir dans le passé

²⁵ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 phase 2, 26 février 2004, page 131.

²⁶ *Ibid.* à la page 134.

²⁷ *Ibid.* aux pages 131 et 132.

pour augmenter ses tarifs rétroactivement, à moins de prendre les procédures appropriées²⁸ en temps opportun, ce qui n'a pas été fait dans le présent dossier.

De plus, le Distributeur n'a pas fait la démonstration requise par la décision D-2004-47. Il évoque que des contraintes liées à la configuration des systèmes d'information de l'entreprise ne lui permettent pas de faire cette preuve. La Régie est étonnée que le Distributeur n'ait pas tenté de faire ladite démonstration en dehors des limites de ses systèmes informatiques.

Pour ces motifs, la Régie ne peut accorder au Distributeur la provision de 36,2 M\$ qu'il réclame pour récupérer, dans le cadre de l'année tarifaire 2005-2006, un manque à gagner pour l'année 2004. La Régie juge que cette demande est non conforme à la décision D-2004-47 et au cadre réglementaire en vigueur à cette date.

Cavalier et provision réglementaire

La Régie note que, avec l'atteinte du volume maximal d'électricité patrimoniale en 2005, le Distributeur fait face, à compter de cette année, à une augmentation importante des coûts marginaux de fourniture. Dans ce contexte de croissance des volumes de consommation d'énergie et des coûts unitaires, la Régie conclut, de la preuve présentée par le Distributeur, que l'estimateur qu'elle avait retenu, dans le cadre du dossier R-3492-2002, pour établir le revenu requis du Distributeur, ne capte pas complètement les conditions d'application des tarifs. Il existe donc un manque à gagner significatif et systématique entre le revenu requis calculé sur la période de l'année témoin et celui qui pourrait être généré sur la période de l'année tarifaire.

Pour assurer à l'avenir que les tarifs permettent l'atteinte du rendement autorisé sur une période de référence choisie, l'année témoin, la Régie considère qu'il y a lieu d'adopter un nouveau principe en ce qui a trait à la période de récupération du revenu additionnel requis. En conséquence, la Régie autorise le Distributeur pour l'année 2005 à récupérer son revenu requis sur l'année témoin, c'est-à-dire du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005. Ce principe s'appliquera également pour les années subséquentes, mais n'a pas d'effet rétroactif sur les décisions rendues dans le cadre du dossier R-3492-2002.

Comme il serait inapproprié de remettre en cause l'application des hausses tarifaires au 1^{er} avril, la Régie considère qu'il y a lieu d'adopter un mécanisme qui permette au Distributeur de récupérer ce manque à gagner.

²⁸ Décision D-2000-222, 19 décembre 2000.

Pour récupérer ce manque à gagner, la Régie autorise donc le Distributeur à prendre une provision réglementaire qui sera récupérée effectivement dans l'année témoin subséquente. Le Distributeur devra établir cette provision lors de chaque dossier tarifaire.

Dans le présent dossier, tel qu'illustré au tableau 1, la Régie estime cette provision à 33 M\$, mais demande au Distributeur de déposer une évaluation précise au plus tard le 10 mars 2005 à 12 h.

TABLEAU 1
PROVISION RÉGLEMENTAIRE

	<i>2005</i>	<i>Premier trimestre 2005</i>	<i>Autres trimestres 2005</i>
Ventes prévues (<i>en TWh</i>)	169,3	51,0	118,3
Revenu requis accordé (<i>en M\$</i>)	9 225	2 925	6 300
Revenu additionnel accordé (<i>en M\$</i>)	102	33	69
Provision réglementaire (<i>en M\$</i>)	33		

La répartition par trimestre est estimée par la Régie

Source : pièce HQD-7, document 2, page 4

La Régie partage le point de vue du Distributeur concernant l'importance de pouvoir effectuer un compte rendu de l'atteinte du rendement sur la base de coûts vérifiables et entièrement reconnus par la Régie. L'approche retenue permettra en outre à la Régie d'exercer son rôle de surveillance lorsqu'elle procédera à l'examen du rapport annuel du Distributeur. La Régie pourra plus facilement faire la conciliation entre les données du rapport annuel et celles de l'année témoin projetée ayant servi à l'établissement des tarifs.

La Régie refuse donc la mise en place du cavalier proposé par le Distributeur. La Régie juge que le mécanisme de provision réglementaire qu'elle autorise est plus simple d'application tout en offrant au Distributeur les conditions requises à la récupération de son revenu requis sur les 12 mois de l'année témoin.

2.2 COMPTE DE *PASS-ON*

2.2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Le principe de transfert des coûts de fourniture, aussi appelé *pass-on*²⁹, vise la reconnaissance, sans perte ni profit, de certains coûts hors de son contrôle direct et de toute variation de ceux-ci dans le coût du service ainsi que leur répercussion sur les tarifs à la clientèle³⁰.

Ce principe de transfert des coûts de fourniture est un principe largement appliqué par les distributeurs. Outre l'exemple de SCGM au Québec, on peut signaler également Centra Gas Manitoba Inc. au Manitoba ou ATCO Gas en Alberta où l'on retrouve des *deferred gas account*³¹.

Chez SCGM, le principe d'ajustement quasi automatique de la facture des clients permet d'intégrer toute fluctuation du prix du gaz naturel sur une base mensuelle pour les volumes que ceux-ci consomment. Le risque résiduel associé aux aléas climatiques est considéré dans un compte spécifique de stabilisation pour la température.

Chez le Distributeur, les plus récentes prévisions indiquent qu'à partir de 2005, la quantité d'électricité patrimoniale sera normalement atteinte. À ce moment, le Distributeur devra assurer en tout temps le maintien de l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité et assumer pleinement tous les coûts et tous les risques associés à ses approvisionnements.

Les coûts d'approvisionnement pour les volumes excédant l'électricité patrimoniale seront supérieurs au coût de l'électricité patrimoniale. Les impacts financiers de tout écart sur les volumes et les prix d'achat sont potentiellement élevés et dépassent largement le cadre normal du risque d'affaires dévolu à une entité réglementée.

Le Distributeur affirme que ses risques d'affaires en matière d'approvisionnement, sans la mise en place d'un mécanisme réglementaire approprié, sont largement supérieurs à ceux de SCGM. En l'absence de reconnaissance du principe de transfert des coûts d'approvisionnement postpatrimonial, le Distributeur supporterait indûment tout écart entre les revenus qu'il anticipait recevoir au titre de l'approvisionnement (établis sur la base du coût moyen) et les coûts réels d'approvisionnement (établis sur la base du coût marginal).

²⁹ Pièce HQD-5, document 3.

³⁰ *Ibid.* à la page 5.

³¹ Pièce HQD-14, document 1, page 23.

Le Distributeur demande que la Régie se prononce sur :

- la reconnaissance du principe permettant au Distributeur de refléter les coûts d'approvisionnement en électricité au-delà du volume d'électricité patrimoniale sans perte ni profit dans le coût du service;
- la reconnaissance des écarts nets de coûts pour les volumes contractés à la suite d'une procédure d'appels d'offres et des coûts nets pour les volumes non prévus et des impacts tarifaires en résultant, selon les modalités incluses dans la preuve;
- l'autorisation de créer un CFR dans lequel seraient versés l'ensemble des écarts nets d'approvisionnement, incluant le solde du compte portant sur l'option d'électricité interruptible, le tout portant intérêt au taux moyen du coût en capital;
- l'autorisation de refléter le solde de ce CFR dans les dossiers tarifaires du premier et du deuxième exercice subséquent.

Approvisionnements

Le Distributeur présente ainsi les bases de calcul de son coût d'approvisionnement de l'année témoin projetée 2005 :

- les coûts d'approvisionnement sont évalués à partir des prévisions de la demande à conditions normales de température;
- les coûts d'approvisionnement totaux sont obtenus par l'addition du coût de l'approvisionnement patrimonial (2,79 ¢/kWh) et du coût des approvisionnements postpatrimoniaux (estimé à 7,5 ¢/kWh) établis à partir des meilleurs estimés disponibles;
- aucune provision n'est prise en compte dans les coûts d'approvisionnement pour couvrir les aléas climatiques et prévisionnels;
- les coûts d'approvisionnement combinant les achats patrimonial et postpatrimonial sont ensuite répartis entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation, obtenant ainsi un coût moyen de fourniture par catégorie;
- ce coût moyen correspond au revenu du Distributeur sur la composante fourniture.

Pour satisfaire les besoins en approvisionnements au-delà du volume de l'électricité patrimoniale, le Distributeur dispose de deux grands moyens d'approvisionnement :

- des approvisionnements de long terme et des blocs d'énergie déterminés par le gouvernement, tous postérieurs à 2005;
- des approvisionnements de court terme incluant les approvisionnements avec appel d'offres, sans appel d'offres (moins de trois mois), l'option d'électricité interruptible et les achats conclus dans le cadre de l'entente cadre à venir avec le Producteur.

Les prix de l'électricité dans les marchés de court terme sont souvent très volatils. Dans les cas où le Distributeur a conclu des contrats d'approvisionnement à la suite d'une procédure d'appels d'offres, les éléments connus sont essentiellement le niveau ou la formule de prix, les quantités, le moment où l'approvisionnement sera disponible et le ou les fournisseurs.

Des incertitudes et risques résiduels demeurent; entre autres, il note les pannes d'équipement du fournisseur sous contrat et les fluctuations de certaines composantes du prix (inflation, taux de change, fluctuations du prix du gaz ou du combustible, etc.).

Le Distributeur ne peut tenir compte, avant leur réalisation, des variations des prix et des quantités constatées en temps réel. Dans les cas où les besoins réels en approvisionnement sont supérieurs aux besoins prévus, le Distributeur est certain de payer marginalement plus cher que le coût de l'électricité patrimoniale pour ses achats. L'augmentation des revenus rattachés à la composante fourniture du tarif n'absorbera jamais l'augmentation des coûts d'approvisionnement, les premiers étant évalués sur la base de revenus moyens anticipés pour la composante, les seconds sur celle du coût marginal.

Dans le cas où les besoins réels sont inférieurs aux besoins prévus, le Distributeur utilisera toute la flexibilité offerte par ses contrats ou leurs formules de prix, le cas échéant, pour minimiser les impacts financiers d'une diminution de ses ventes. Dans le meilleur des cas, le Distributeur pourra éviter un achat dans le marché, compensant ainsi largement et de façon symétrique la perte de revenus associée à la fourniture. Toutefois dans plusieurs cas, les économies de coûts ne pourront être que partielles puisque liées à l'exercice des options de réduction des quantités ou au paiement d'une prime fixe.

Les impacts financiers associés aux aléas ne sont donc pas symétriques et varient selon plusieurs paramètres dont les prix du marché, les contrats signés et les formules de prix.

Le Distributeur propose un traitement séparé du risque de change. Cependant, même en appliquant une gestion active du risque de change, il ne peut éviter que des fluctuations du taux de change affectent le coût réel des approvisionnements.

Le Distributeur demande donc que la totalité des coûts additionnels, nets des effets revenus anticipés au titre de la fourniture, soit reconnue dans le principe de transfert des coûts d'approvisionnement.

Risques reliés aux approvisionnements

L'**aléa climatique** en est un de court terme dont l'ampleur varie d'un mois à l'autre, d'une année à l'autre, dans un sens comme dans l'autre (température plus froide ou plus chaude). Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation prévu à conditions climatiques normales. L'historique climatique des 30 dernières années, appliqué à la structure de consommation de 2005, montre que l'écart type de l'impact de l'aléa climatique est de 1,9 TWh. De plus, aux conditions climatiques de l'hiver le plus froid répertorié, les besoins seraient de près de 4 TWh de plus que lors d'une année moyenne. À l'opposé, l'hiver le plus chaud répertorié donnerait lieu à des besoins inférieurs d'environ 4,8 TWh.

Le Distributeur illustre au tableau suivant l'impact à la hausse d'un écart type de température sur le coût net des approvisionnements³².

TABLEAU 2
EXEMPLE D'IMPACT D'UN ALÉA
SUR LE COÛT NET DES APPROVISIONNEMENTS

Écart type	1,9 TWh
Taux de pertes moyen sur le réseau	7,5 %
Écart type net des pertes	1,76 TWh
Prix d'achat des quantités non prévues	8,06 ¢/kWh
Revenu unitaire moyen de la composante fourniture	2,83 ¢/kWh
Coût d'achat des quantités additionnelles	141,65 M\$
Revenu anticipé associé à la fourniture	49,74 M\$
Manque à gagner	91,92 M\$

Source : pièce HQD-14, document 1.1, page 26

L'**aléa de la demande** prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande

³² Pièce HQD-14, document 1.1, page 26.

d'électricité³³. Les scénarios de besoins fort et faible de la prévision de la demande pour l'année 2005 indiquent un écart de plus ou moins 6 TWh par rapport au scénario moyen de la demande avec un écart type de 4,6 TWh.

Le coût d'approvisionnement relié à un aléa climatique de 4 TWh est de 320 M\$. Le rendement visé par le Distributeur pour 2004, est de 274 M\$. Le profit peut donc disparaître avec les aléas. Ce sont des montants très importants, non prévus dans la prime de risque³⁴.

Le Distributeur affirme que, pour les fins réglementaires, il n'est pas une compagnie intégrée. Il n'a pas d'actifs de production, ni d'avoir propre de production³⁵.

De plus, le Distributeur affirme que la *Loi sur la Régie de l'énergie*³⁶ (la Loi) reconnaît à l'article 52.1 que les coûts d'approvisionnement font partie intégrante du coût du service. Par ailleurs, l'article 52.2 de la Loi précise que les coûts de fourniture sont établis en additionnant, au coût de l'électricité patrimoniale, les coûts réels des contrats d'approvisionnement pour les marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale et ceux des blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. Les coûts de fourniture englobent donc toutes les transactions du Distributeur pour satisfaire les besoins du marché québécois.

Gestion du risque

Pour faire face à des ventes inférieures aux prévisions, le Distributeur a prévu l'achat de certains produits qui pourraient, selon certaines modalités prévues au contrat, lui permettre de réduire les quantités d'achat à 36 heures d'avis. Cette option devrait lui permettre de faire face à la plupart (74 %) des scénarios de faible demande à un an d'avis.

Pour des scénarios encore plus contrastés, le Distributeur pourrait, si possible, négocier des ententes avec ses fournisseurs de façon à ce que ceux-ci écoulent ou revendent l'énergie excédentaire. Ce type d'entente toucherait les contrats comportant des livraisons sur une base ferme. Par ces ententes, le Distributeur ne viserait qu'à rétablir son équilibre énergétique de façon à minimiser ses coûts d'approvisionnement.

³³ Dossier R-3550-2004, pièce HQD-2, document 1, page 41.

³⁴ NS, volume 3, pages 41 et 42.

³⁵ *Ibid.* à la page 38.

³⁶ L.R.Q., c. R-6.01.

Il n'est pas dans les plans du Distributeur de devenir un acteur sur les marchés de court terme en effectuant des transactions d'achats et de reventes. Au-delà de ce type d'ententes, le Distributeur pourrait ultimement réduire les quantités d'achat d'électricité patrimoniale³⁷.

Le Distributeur n'envisage pas la possibilité d'entreposer les surplus chez le Producteur. Comme le Producteur l'a mentionné dans le dossier R-3526-2004, celui-ci n'envisage pas de commercialiser un service de stockage au-delà de ceux prévus pour l'électricité patrimoniale ou pour le service d'équilibrage associé à la production d'électricité à partir d'éoliennes³⁸.

Selon le Distributeur, l'incitatif à être efficace consiste en l'utilisation du processus d'appel d'offres qui permet d'obtenir les meilleurs prix³⁹.

Méthode de calcul proposée

Le calcul des écarts nets comprend les étapes suivantes.

Calcul des écarts de coûts d'approvisionnement

Les écarts de toute nature, en volume et en prix entre les coûts d'approvisionnement projetés d'une année témoin et les coûts réels, seront comptabilisés dans un seul compte. Il n'est pas prévu d'isoler l'aléa de la température de l'aléa de la demande⁴⁰.

Pour les achats effectués auprès de fournisseurs externes, l'énergie reçue par le Distributeur sera mesurée au point de livraison. Pour ceux effectués à partir de l'entente cadre, le Distributeur utilisera des données réelles⁴¹.

Le Distributeur s'engage à transmettre, sur une base régulière, à la Régie toute l'information relative à tout achat de court terme sur les marchés pour permettre de suivre en cours d'année l'évolution des coûts d'approvisionnement associés aux achats non prévus de court terme de moins de trois mois, incluant le prix, les quantités et les fournisseurs.

Le Distributeur propose également, pour l'ensemble des coûts d'approvisionnement d'une année donnée, un compte rendu annuel à la Régie identifiant les écarts par rapport aux contrats signés et les coûts additionnels non prévus lors du dépôt du dossier tarifaire.

³⁷ Pièce HQD-14, document 1, pages 20 et 21.

³⁸ *Ibid.* à la page 22.

³⁹ NS, volume 3, pages 57 à 60.

⁴⁰ Pièce HQD-14, document 1.1, page 21.

⁴¹ Pièce HQD-14, document 1, page 21.

Calcul des écarts de revenus

Le Distributeur propose l'application de la méthode de répartition des coûts de fourniture par catégorie de consommateurs. Le coût unitaire moyen de fourniture pour l'ensemble des catégories de consommateurs servira au calcul des montants associés à la récupération des coûts d'approvisionnement. Sur la base du principe que les tarifs permettent de recouvrer pleinement les coûts, le coût moyen de fourniture correspond à la portion de la fourniture du tarif en vigueur.

Les écarts de revenus seront égaux au produit des écarts en volume, en plus ou en moins, identifiés lors du calcul des écarts de coûts d'approvisionnement, par le coût moyen de fourniture.

Calcul des écarts nets

Les écarts nets seront obtenus par la différence entre les écarts de coûts d'approvisionnement et les écarts de revenus. Le calcul des écarts nets débutera au 1^{er} janvier 2005 et ces écarts seraient comptabilisés dans le CFR à partir du moment où les coûts seraient encourus⁴².

Modalités de transfert des coûts au-delà de l'électricité patrimoniale

L'établissement des modalités de transfert doit tenir compte des éléments contextuels suivants :

- le calcul des écarts survenant au cours d'une année témoin donnée (par exemple, coûts projetés 2005) se fera sur la base des coûts réels d'approvisionnement encourus pendant cette même année (coûts réels 2005);
- compte tenu de la flexibilité offerte dans la gestion du décret patrimonial, on ne pourra disposer de résultats intra-annuels précis et finaux avant le 31 décembre de l'année réelle (2005), soit après le dépôt du dossier tarifaire de l'année suivante (2006).

Pour le moment, deux options d'intégration de ces écarts sont envisagées :

- Option 1 – le calcul des écarts nets totaux se fera sur la base des données réelles sur 12 mois portant sur la période du 1^{er} janvier au 31 décembre. Dans cette option, les écarts seront intégrés dans le dossier tarifaire du deuxième exercice subséquent.

⁴² Pièce HQD-14, document 1.1, page 23.

- Option 2 – le calcul des écarts nets totaux se fera sur la base de deux lectures :
 - ? Une première lecture, à mi-année, dans laquelle seraient identifiés les écarts nets réels sur les coûts d’approvisionnement de long terme ainsi que de court terme, avec ou sans appel d’offres, à l’exception de ceux associés à l’entente cadre. Les écarts associés à cette première lecture seront intégrés dans le dossier tarifaire subséquent.
 - ? Une seconde lecture sera effectuée à la fin de l’année, celle-ci couvrant les écarts nets associés à la deuxième partie de l’année, à l’entente cadre ainsi que tout ajustement qui serait requis par rapport à la première lecture, le cas échéant. Ces écarts seront intégrés dans le dossier tarifaire du deuxième exercice subséquent.

Lors de toute demande de reconnaissance des écarts dans le revenu requis du Distributeur, ce dernier déposera à la Régie toutes les pièces supportant l’analyse de cette dernière; dans le cas où il n’y aurait pas de dossier tarifaire annuellement, le Distributeur pourrait cumuler les coûts additionnels d’approvisionnement sur une ou plusieurs années.

Traitement comptable

Le Distributeur propose de créer un CFR dans lequel seraient comptabilisés les écarts nets d’approvisionnement regroupant toutes les sources d’écart identifiées précédemment.

Il suggère que soit versé intégralement dans ce compte le CFR déjà existant pour l’option d’électricité interruptible. Ce CFR inclurait les éléments suivants :

- les écarts nets, à partir du moment où les coûts seront encourus;
- l’intérêt sur ces sommes, au taux moyen du coût en capital, calculé mensuellement à partir du moment où l’écart net est constaté, jusqu’au moment de sa récupération dans les tarifs du Distributeur lors d’une demande tarifaire subséquente.

Le Distributeur demandera à la Régie de reconnaître et d’intégrer dans son coût de service et ses tarifs le solde cumulatif de ce compte.

Répartition des coûts aux catégories de consommateurs

Le Distributeur propose que le solde cumulatif du CFR soit traité en additionnant les produits des volumes de chaque catégorie par les coûts répartis respectivement à ces catégories.

Impact sur les revenus de transport et de distribution

En supposant la mise en place d'un CFR pour la fourniture établie selon les modalités proposées par le Distributeur, son rendement augmentera en cas d'écart type positif d'un montant sensiblement égal à la récupération du coût de transport et du coût de distribution supplémentaires alors qu'il diminuera d'un montant équivalent dans le cas d'un écart type négatif. Si le Distributeur disposait, comme SCGM, d'un compte de stabilisation pour la température, l'impact sur le rendement serait cependant neutralisé⁴³.

L'objectif du Distributeur est de reproduire, en les adaptant, les mêmes mécanismes réglementaires que ceux de SCGM, à savoir un premier mécanisme permettant le transfert des écarts de coûts nets d'approvisionnement et un deuxième prenant la forme d'un compte de stabilisation de température qui ne portera que sur les coûts de transport et de distribution. Ce dernier compte sera proposé dans un prochain dossier tarifaire⁴⁴.

Impact sur la clientèle

Le mécanisme proposé contribue à limiter les impacts tarifaires pour la clientèle⁴⁵ :

- en établissant les besoins en approvisionnements sur la base de prévisions les plus justes possibles;
- en comptabilisant non seulement les écarts à la hausse mais également ceux à la baisse;
- en imputant uniquement les écarts nets des revenus attribuables à la composante fourniture;
- en privilégiant l'option 2 qui a pour effet de lisser les impacts tarifaires sur deux ans;
- en amortissant, le cas échéant, sur plusieurs années le solde du CFR comme en a décidé la Régie dans le CFR portant sur le tarif BT. La nécessité de cet amortissement devrait cependant être évaluée selon l'ampleur constatée du CFR.

Le Distributeur veut examiner la question des CFR d'un point de vue global, puis décider comment il va amortir chacun de ces comptes, soit de façon indépendante ou en trouvant un mécanisme pour lisser, à tout le moins, la somme arithmétique de chacun de ces comptes pour éviter des chocs tarifaires⁴⁶.

⁴³ Pièce HQD-14, document 1.1, pages 26 et 27.

⁴⁴ Pièce HQD-14, document 8, page 7.

⁴⁵ Pièce HQD-14, document 1.1, page 24.

⁴⁶ NS, volume 3, page 63.

Étant donné l'importance des sommes en jeu, le Distributeur évalue que la disposition d'un mécanisme réglementaire permettant la reconnaissance des écarts nets de coûts d'approvisionnement au-delà du volume de l'électricité patrimoniale prime sur la mise en place d'un processus formel de fermeture réglementaire. Le Distributeur reconnaît cependant que le principe de *pass-on* proposé consiste *de facto* en une fermeture réglementaire sur la fourniture⁴⁷.

2.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

Selon l'**ACEF de Québec**, le Distributeur doit être incité de façon continue à minimiser le coût de ses approvisionnements postpatrimoniaux⁴⁸.

Le Distributeur a demandé que soit utilisée une année témoin prévisionnelle. Il doit être conséquent avec ses choix et ne pas demander d'être pleinement protégé face aux erreurs prévisionnelles, et ce, au détriment de la clientèle.

Les erreurs prévisionnelles doivent être évaluées et corrigées au besoin lorsqu'elles pénalisent significativement les clientèles du Distributeur pour assurer des tarifs justes et raisonnables et un traitement équitable de celles-ci⁴⁹.

L'utilisation d'un *pass-on* transfère l'ensemble des risques liés aux coûts d'approvisionnement postpatrimonial aux clientèles régulières du Distributeur et réduit grandement l'incitation pour le Distributeur à minimiser ses coûts d'approvisionnement.

On passe d'une situation où le Distributeur assumait les risques d'approvisionnement patrimonial en totalité à une situation où la clientèle assumerait l'entièreté des risques⁵⁰.

L'**AIEQ** recommande à la Régie d'accepter le transfert automatique des écarts de coût de l'énergie postpatrimoniale entre le réel et la prévision sous-jacente à un dossier tarifaire, elle souscrit à la méthode de calcul proposée par le Distributeur et privilégie son option 1⁵¹.

⁴⁷ Pièce HQD-14, document 1, pages 22 et 23.

⁴⁸ NS, volume 10, page 198.

⁴⁹ *Ibid.* aux pages 203 et 204.

⁵⁰ *Ibid.* aux pages 210 et 211.

⁵¹ Pièce AIEQ-1, page 4.

Selon **FCEI/ASSQ**, le risque du Distributeur est très limité par rapport à celui des autres distributeurs. L'intervenant fait ressortir que pour l'année 2005, le risque du Distributeur était limité uniquement à la portion postpatrimoniale, soit 2 % de ses approvisionnements. Pour leur part, SCGM, Gazifère et ATCO Gas sont totalement à risque sur l'ensemble des approvisionnements⁵².

FCEI/ASSQ comprend que le Distributeur semble vouloir sous-entendre qu'il est totalement tributaire des prix des marchés de court terme. L'intervenant considère que le Distributeur possède plusieurs outils afin de gérer son risque sur les approvisionnements supplémentaires et en utilise déjà certains.

FCEI/ASSQ note le manque d'intérêt du Distributeur d'utiliser les options offertes dans le marché afin de réduire ses coûts d'approvisionnement. D'ailleurs, il considère le Distributeur davantage comme un *price taker*. Il affirme que le risque que le Distributeur prétend subir n'est pas aussi hors de son contrôle qu'il veut bien le laisser croire.

Selon FCEI/ASSQ, le Distributeur ne peut évaluer l'impact sur son risque uniquement sur un élément, soit l'approvisionnement, et ne pas tenir compte du risque sur les éléments transport et distribution. Le Distributeur indique qu'il subit un risque pouvant mettre en péril l'ensemble de son rendement. FCEI/ASSQ considère que cette affirmation est inexacte, puisqu'elle ne tient pas compte des autres effets sur ses finances qui découlent de la portion distribution et transport de ses tarifs.

FCEI/ASSQ soutient que si le Distributeur devait fournir un kWh de plus lors d'une année, il aurait un revenu supplémentaire de l'ordre de 2,7 ¢ de plus en ce qui a trait à la portion distribution et transport des tarifs. Cependant, il aurait un coût supplémentaire de 8 ¢ et un revenu de 2,8 ¢ pour l'aspect fourniture. Au total, le Distributeur aurait donc un revenu supplémentaire de 5,5 ¢ et un coût additionnel de 8 ¢, soit un manque à gagner de 2,5 ¢/kWh. Ce montant est équivalent à 25 M\$/TWh ou 125 M\$ pour 5 TWh. C'est donc dire que le Distributeur verrait son risque d'affaires être inférieur à la moitié de son rendement prévu pour 2005 à 274 M\$.

Pour un niveau de vente inférieur, les données seraient changées ainsi : coûts supplémentaires nuls, coûts évités de 8 ¢/kWh (énergie), revenus perdus de 5,5 ¢, donc profits de 2,5 ¢/kWh ou 25 M\$/TWh ou 125 M\$ pour 5 TWh.

⁵² Plaidoyer de FCEI/ASSQ, page 23.

Ce qui est particulier dans cette nouvelle réalité, c'est que plus le Distributeur vend de l'énergie en surplus de ses prévisions, plus il subit une perte, ce qui, de manière générale, est contraire à la réalité de tout distributeur d'énergie.

FCEI/ASSQ considère que la Régie ne devrait pas autoriser le CFR proposé par le Distributeur. Ainsi, ce dernier ne verrait pas son risque d'affaires changé, mais il aurait un véritable incitatif à réduire ses coûts d'approvisionnement pour l'énergie supplémentaire aux prévisions.

Subsidiairement, si la Régie devait accepter les arguments du Distributeur et considérer que celui-ci ne doit supporter aucun risque sur la portion énergie, parce que, selon lui, il ne possède pas les actifs et qu'il ne peut gérer totalement son risque, FCEI/ASSQ suggère que ce jugement s'étende également sur la portion transport⁵³.

Si la Régie décidait de permettre la mise en place de CFR, l'utilisation d'une méthode d'amortissement de long terme, soit de trois à cinq ans, aurait pour incidence de lisser davantage les variations tarifaires dans le temps pour ces éléments, étant donné que l'amortissement à court terme pourrait avoir comme incidence de faire fluctuer les tarifs de manière relativement importante à chaque année (dans le pire des cas, environ 2 % de hausse tarifaire correspondant à deux années subséquentes à effet climatique maximal).

OC dit avoir une préoccupation majeure liée au fait que le Distributeur propose que des risques inacceptables soient transférés aux clients⁵⁴.

La création d'un compte de *pass-on* diminue le risque d'affaires du Distributeur. Si la Régie permettait la création d'un compte de *pass-on* pour transférer aux consommateurs les risques financiers liés à la fourniture d'électricité postpatrimoniale, il s'agirait d'une situation incompatible avec la prime de risque actuellement permise dans le taux de rendement sur l'avoir propre. À ce sujet, OC mentionne que l'expert Drazen est d'accord qu'il faudrait alors revoir le taux de rendement sur l'avoir propre.

OC suggère fortement à la Régie de refuser le transfert de risques financiers aux consommateurs sans une révision de la formule du taux de rendement sur l'avoir propre. Elle est convaincue que le Distributeur aura moins d'incitatif à gérer les risques liés à la fourniture d'électricité postpatrimoniale si ceux-ci sont transférés aux consommateurs.

⁵³ Plaidoyer de FCEI/ASSQ, page 28.

⁵⁴ Plan d'argumentation d'OC, pages 9 et 10.

Advenant une augmentation d'un écart type sur un scénario moyen, les besoins totaux en quantité postpatrimoniale pourraient passer de 3,3 TWh à 7,9 TWh. OC conclut que le Distributeur manque de flexibilité relativement à l'approvisionnement postpatrimonial pour combler les besoins forts, ce qui accroîtra la dépendance envers les marchés à très court terme et aura pour conséquence l'accroissement des risques financiers des consommateurs, tout en compromettant la fiabilité du système.

Selon le **RNCREQ**, dans un cas semblable, il serait d'une grande prudence d'autoriser de façon provisoire la création d'un CFR et d'exiger du Distributeur de rapidement éclairer la question. La gestion de la transition de la première année présente de nombreuses difficultés et de nombreuses inconnues dont la non-atteinte du 165 TWh.

Le RNCREQ affirme que le dossier n'est pas clair quant aux conséquences des coûts encourus par le mécanisme réglementaire proposé par le Distributeur et qu'il faudrait exiger davantage d'information.

L'UC demande à la Régie de surseoir à toute autorisation de créer un CFR, dans lequel serait versé l'ensemble des écarts nets d'approvisionnement, jusqu'à plus ample examen de cette question illustrant les conséquences tarifaires prévisibles dans un futur dossier tarifaire⁵⁵.

2.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie note le fait que plusieurs distributeurs se sont vus autoriser, par des organismes de réglementation, des mécanismes similaires à celui demandé par le Distributeur. Ces comptes de *pass-on* permettent d'indemniser le Distributeur de toute conséquence d'une variation des coûts de fourniture. De tels mécanismes visent à limiter le risque des distributeurs associé à des éléments hors de leur contrôle. La Régie a autorisé SCGM à utiliser un tel compte de *pass-on* depuis plusieurs années.

Cependant, la décision d'autoriser le recours à un tel mécanisme doit être située dans son contexte propre et reposer sur l'analyse de l'ensemble des risques auquel est soumis un Distributeur. La Régie tient compte des circonstances particulières à chaque distributeur et des informations déposées au dossier avant de rendre sa décision.

⁵⁵ Plan d'argumentation de l'UC, page 16.

Dans le cas présent, la limitation proposée du risque du Distributeur passe par le transfert à sa clientèle d'un risque important, du moins à première vue. La Régie doit tenir compte du fait que le Distributeur est en mesure de contrôler certains éléments de ce risque. En conséquence, la Régie doit agir avec précaution avant d'octroyer à la pièce chacun des mécanismes de *pass-on* demandés.

Plusieurs autres considérations doivent aussi être prises en compte. La Régie juge qu'elle n'a pas obtenu suffisamment de preuve sur le reste de l'environnement de risque du Distributeur, notamment les variations des revenus de transport et de distribution qui accompagnent toute variation des volumes de ventes et qui ont un impact inverse sur le rendement du Distributeur.

La Régie est aussi soucieuse du lien entre l'établissement du taux de rendement octroyé et une modification des risques assumés par le Distributeur. Toutefois, la méthode de détermination du rendement du Distributeur n'est pas un sujet à l'étude dans ce dossier.

De plus, la Régie manque d'information sur les incitatifs qui favorisent une meilleure gestion des approvisionnements, plus particulièrement dans le contexte où la gestion d'approvisionnement postpatrimonial est une activité nouvelle pour le Distributeur.

Toutefois, la Régie est sensible aux risques financiers auxquels serait soumis le Distributeur, dans le cas où aucune protection ne lui était accordée et où les coûts d'approvisionnement s'avéraient en réalité différents du budget soumis pour 2005.

Dans les circonstances, pour le présent dossier, la Régie opte pour une protection partielle contre les risques associés aux approvisionnements. La Régie autorise le Distributeur à créer un compte de *pass-on* qui couvrira l'ensemble des risques d'approvisionnement auxquels fait face le Distributeur, au-delà d'un seuil équivalant à un aléa climatique de +/- un écart type, soit 1,9 TWh.

Ainsi, pour 2005, si le Distributeur doit satisfaire des besoins qui excèdent la prévision de la demande d'un volume de 1,9 TWh, en plus ou en moins, la Régie l'autorise à verser au compte de *pass-on* les montants correspondants aux volumes excédant le seuil fixé, multipliés par le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux. Le Distributeur devra également exclure de ce calcul les montants déjà couverts par des CFR, soit ceux associés au tarif BT et à l'électricité interruptible.

La Régie demande au Distributeur d'accumuler sur une base mensuelle les informations sur les écarts proposées en preuve. Le Distributeur devra également documenter le fonctionnement du compte de *pass-on* et présenter le tout dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

Le prochain dossier tarifaire devra aussi inclure un examen complet du compte de *pass-on* pour la fourniture ainsi que des mécanismes de nivellement des revenus de transport et de distribution découlant des écarts entre les ventes réelles et les ventes projetées. Cet examen devra également mettre en lumière comment un compte de *pass-on* pour la fourniture permet de maintenir, pour le Distributeur, un incitatif à minimiser ses coûts d'approvisionnement.

En ce qui concerne les modalités d'imputation et de disposition du compte de *pass-on*, la Régie favorise l'utilisation du coût et du revenu par catégorie tarifaire, étant donné que ceux-ci varient considérablement d'une catégorie à l'autre.

Par ailleurs, la Régie souligne, à titre d'exemple, que dans les juridictions où de tels comptes ont été institués, des mécanismes prévoyant leur disposition dans les tarifs sur une base semestrielle, trimestrielle, voire mensuelle, ont été instaurés afin de limiter l'ampleur des sommes pouvant être accumulées dans ces comptes et par la suite facturées aux clients. La Régie demande au Distributeur de se pencher sur cet aspect du mécanisme et de lui faire part de ses réflexions dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

2.3 GESTION DU RISQUE DE CHANGE LIÉ AUX APPROVISIONNEMENTS ÉNERGÉTIQUES

2.3.1 POSITION DES PARTIES

À compter de 2005, le dépassement du volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh amènera le Distributeur à acquérir de l'électricité sur les marchés de court terme dont les coûts d'approvisionnement seront payables en dollars américains. Le **Distributeur** indique que, contrairement aux contrats de ventes spéciaux, les contrats ou appels d'offres liés à ses besoins d'approvisionnement additionnels ne prévoient aucune mesure propre à pallier l'exposition au risque de change.

Le Distributeur dispose d'un ensemble d'outils pour répondre aux besoins d'approvisionnement postpatrimonial qu'il gère de façon globale et dynamique en fonction de la charge à alimenter, soumise à d'importants aléas climatiques ou autres. De façon schématique, on retrouve :

- l'achat de produits de base dont les quantités et les prix sont fermes;
- l'achat de produits modulables dont les prix unitaires sont fermes mais qui permettent des quantités variables;
- l'achat de produits de très court terme dont les quantités et les prix sont variables.

Le Distributeur rappelle qu'il est difficile d'établir le montant précis des achats payables en dollars américains en 2005, compte tenu des nombreuses incertitudes subsistant sur les prix et les quantités. À cet effet, le Distributeur croit qu'il est souhaitable d'appuyer une gestion active du risque de change sur la base de ses achats suffisamment certains, compte tenu des fluctuations du dollar canadien et de l'objectif de stabilisation des coûts et des tarifs.

Ainsi, le Distributeur propose de se protéger contre le risque de change pour l'ensemble des approvisionnements de base dont les quantités et les prix sont fermes et qui seront acquis par une procédure d'appel d'offres. Aux fins de la gestion active du risque de change, le Distributeur évalue à 80 M\$US pour l'année 2005 le montant des flux certains pour les achats d'énergie postpatrimoniale.

En conformité avec la politique d'Hydro-Québec de ne supporter aucun risque de change, le Distributeur recommande une stratégie qui consiste à acheter à terme 80 M\$US. Basé sur les taux à terme déposés au dossier, le Distributeur fixe son coût d'approvisionnement payable en dollars américains à 104 M\$CA, soit 80 M\$US au taux de change à terme de 1,3000. Une telle stratégie a pour avantage d'éliminer tout risque de dépassement du budget. Bien entendu, ce faisant, le Distributeur ne pourrait bénéficier d'une diminution de son coût d'approvisionnement advenant une appréciation du dollar canadien.

De plus, le Distributeur indique que le risque mesuré à un écart type s'élève à 6 M\$CA, c'est-à-dire une probabilité de 15,8 % de voir ses coûts d'approvisionnement augmenter de plus de 6 M\$ à la suite d'une détérioration du taux de change du dollar canadien.

À défaut de couverture, les fluctuations des taux de change sont reflétées dans le coût d'approvisionnement et donc dans le calcul des tarifs. Cette option va à l'encontre de l'objectif de stabiliser les coûts et les tarifs, en faisant porter le poids du risque de change sur l'ensemble de la clientèle. Elle va aussi à l'encontre de la politique d'Hydro-Québec de ne supporter aucun risque de change.

Enfin, le Distributeur entend confier le mandat de gestion de son risque à la vice-présidence Finances d'Hydro-Québec. À cet effet, une entente client-fournisseur devra être signée afin

de déterminer la portée du mandat de même que son prix. Le prix sera déterminé en appliquant la méthode du coût complet sans rendement, en fonction d'une grille tarifaire. Le Distributeur justifie de confier le mandat de gestion du risque à la vice-présidence Finances pour les raisons suivantes :

- elle connaît déjà le contexte des opérations du Distributeur et les besoins qui lui sont propres;
- elle détient les ressources qualifiées pour effectuer une telle gestion et réalise déjà le programme de gestion des risques financiers à court terme d'Hydro-Québec. Elle assume aussi la gestion de la dette de l'entreprise⁵⁶.

L'**AIEQ** est d'avis que le Distributeur ne devrait s'exposer à aucun risque de change, et ce, à l'instar de la politique d'Hydro-Québec en cette matière. En conséquence, l'intervenante ne peut qu'appuyer les initiatives du Distributeur pour se prémunir contre le risque de change relié aux déboursés jugés certains en devises américaines. L'**AIEQ** supporte également la proposition du Distributeur de confier à la vice-présidence Finances d'Hydro-Québec le mandat d'effectuer les transactions de devises⁵⁷.

FCEI/ASSQ considère que s'il devait y avoir un CFR pour l'énergie postpatrimoniale, il n'y aurait aucune raison de mettre en place une stratégie de protection contre les risques de change. Tout écart étant de toute façon intégré dans ce compte, le Distributeur atteindrait son objectif de ne pas être affecté. Le risque de fluctuation des tarifs pour les consommateurs est très limité par l'ampleur de ce risque de change, d'autant plus si la Régie, dans un tel cas, décidait d'utiliser une période d'amortissement de long terme.

Par ailleurs, **FCEI/ASSQ** soutient que, sans compte de *pass-on* sur les coûts de fourniture, le Distributeur devrait supporter le risque de change associé à ses coûts d'approvisionnement en dollars américains. L'intervenant croit qu'il n'y a pas lieu, pour se protéger d'un tel risque, d'engager des frais qui seraient payés par les consommateurs, étant donné que le risque est minime. Dans le cas présent, l'intervenant évalue que le risque supporté par le Distributeur serait d'un maximum de 12 M\$ comparativement à un rendement à l'actionnaire de 274 M\$, soit 4,3 %⁵⁸.

2.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

La proposition du Distributeur vise à couvrir les risques de change sur les montants des achats dont les quantités et les prix sont fermes. Cette proposition a pour effet de convertir

⁵⁶ Pièce HQD-5, document 6.

⁵⁷ Pièce AIEQ-1, pages 13 et 14.

⁵⁸ Plaidoyer de FCEI/ASSQ, pages 30 et 31.

en dollars canadiens un coût d'approvisionnement établi en dollars américains, éliminant ainsi un risque hors du contrôle du Distributeur.

La Régie accepte la proposition du Distributeur. Elle accepte également que le Distributeur confie à la vice-présidence Finances d'Hydro-Québec le mandat d'effectuer les transactions de devises selon les termes précisés.

La Régie demande au Distributeur de lui fournir, dans son rapport annuel, un rapport de suivi administratif des transactions effectuées pour couvrir le risque de change. Ce rapport portera également sur l'évaluation de la valeur au marché des transactions.

2.4 ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

2.4.1 POSITION DES PARTIES

Afin de répondre à la préoccupation de la Régie face à l'éventualité du financement des activités non réglementées par les activités réglementées, le **Distributeur** présente le processus de planification opérationnelle⁵⁹.

La budgétisation de l'ensemble des divisions d'Hydro-Québec est soumise aux lignes directrices et aux encadrements corporatifs. Ces directives et encadrements décrivent la marche à suivre, les informations à inclure au niveau des plans d'affaires ainsi que l'échéancier des étapes à respecter pour l'approbation du plan d'affaires consolidé d'Hydro-Québec par le conseil d'administration vers la mi-décembre de chaque année.

L'exercice de planification budgétaire du Distributeur intègre les prévisions des gestionnaires de chacune de ses unités d'affaires (activités réglementées) ainsi que celles reliées à ses filiales et participations (activités non réglementées), ces dernières ayant préalablement été approuvées par leur conseil d'administration respectif.

Malgré le fait que la préparation du dossier tarifaire s'appuie sur le processus budgétaire pour déterminer les résultats projetés de l'année témoin, les données servant à l'établissement du revenu requis ne correspondent pas nécessairement aux données budgétaires finales du Distributeur. En effet, compte tenu des délais associés au processus budgétaire et des contraintes reliées à la date de dépôt d'une preuve assurant le traitement approprié de l'ensemble du dossier tarifaire par la Régie, ce dernier doit être déposé avant l'approbation finale du plan d'affaires du Distributeur. Conséquemment, les données

⁵⁹ Pièce HQD-5, document 4, pages 3 à 6.

utilisées au dossier correspondent aux meilleures données disponibles au moment de la préparation de la preuve.

La ségrégation des activités réglementées et non réglementées du Distributeur est assurée par le système comptable en place.

Certains centres de profits regroupent les activités non réglementées au Québec et à l'international, lesquelles sont essentiellement réalisées par l'entremise de filiales et de participations (entités juridiques distinctes d'Hydro-Québec), soit par Hydro-Québec ValTech inc. (qui détient entre autres la filiale HydroSolution), CITEQ inc. et Hydro-Québec International inc. Aucun revenu ou charge afférent à ces activités non réglementées n'est pris en compte dans les composantes du revenu requis.

Lorsque des activités sont réalisées pour des tiers ou d'autres divisions d'Hydro-Québec et qu'elles impliquent un partage des ressources réglementées, les charges afférentes à ces activités sont incluses dans les différentes composantes de coût de Distribution et de SALC, alors que les revenus générés par la facturation liée à ces activités sont portés en réduction du revenu requis et sont comptabilisés sous l'une des rubriques suivantes : Facturation interne émise, Facturation externe émise ou Récupération de coûts.

Les services rendus à la filiale HydroSolution et les revenus facturés dans le cadre de missions d'assistance et de dépannage entre distributeurs d'électricité sont des exemples de ce type de transactions commerciales offrant un partage de ressources réglementées.

2.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite des explications fournies concernant le fonctionnement du processus de planification opérationnelle. Elle demande au Distributeur de l'aviser de tout changement à ce dernier ainsi que de tout changement à ses activités non réglementées, telle que la disposition prévue de la filiale HydroSolution.

2.5 CODE DE CONDUITE

2.5.1 POSITION DES PARTIES

Dans sa décision D-2004-47, la Régie ordonne au Distributeur « *de déposer dans le prochain dossier tarifaire, pour approbation, un code de conduite qui encadre les relations*

entre le Distributeur et Hydro-Québec Production au niveau des approvisionnements qui ne font pas l'objet d'appels d'offres. »⁶⁰

Le 30 septembre 2004, le Distributeur dépose son « *Code de conduite encadrant les relations entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production* » comme pièce HQD-5, document 5.

À la suite d'un engagement pris en cours d'audience en réponse à une question de la Régie, le Distributeur dépose la pièce HQD-15, document 5.10, contenant la version consolidée du Code de conduite. Celle-ci reprend, en y faisant les adaptations nécessaires, le texte des articles 2, 3, 6 et 7 du Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres, approuvé par la Régie dans le cadre du dossier R-3462-2001⁶¹.

2.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie a pris connaissance des documents produits par le Distributeur. Elle note également que certains éléments importants du Code d'éthique n'ont pas été adaptés au projet soumis. La Régie souhaite traiter de certains aspects du Code de conduite, notamment la question de l'opportunité et de la faisabilité d'en élargir le cadre pour y intégrer tous les aspects reliés aux autres activités du Distributeur, c'est-à-dire les relations avec les affiliés et les fournisseurs externes d'énergie. La Régie requiert du Distributeur qu'il soumette une proposition à cet effet, lors du prochain dossier tarifaire. Avant cette échéance, la Régie transmettra au Distributeur les objets qui devront être inclus dans sa proposition.

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

3.1 CONVENTIONS COMPTABLES

3.1.1 POSITION DES PARTIES

Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR) et tiennent compte de certaines méthodes et pratiques comptables généralement reconnues par des organismes de réglementation.

⁶⁰ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 phase 2, 26 février 2004, page 43.

⁶¹ Décision D-2001-191, dossier R-3462-2001, 24 juillet 2001.

Le **Distributeur** décrit dans son dossier un sommaire de 14 conventions comptables en usage au 31 décembre 2003⁶². Ces conventions sont utilisées dans le calcul de son coût du service et acceptées par la Régie dans diverses décisions antérieures. Elles sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 3
CONVENTIONS COMPTABLES

Convention	Décision
1 Immobilisations	D-2003-93
2 Actifs incorporels	D-2004-47
3 Projets majeurs abandonnés ou reportés	D-2003-93
4 Frais de développement reportés	D-2003-93
5 Frais reportés – Programmes commerciaux et PGEÉ	D-2003-93, D-2002-288 et D-2002-25
6 Frais reportés – Option d’électricité interruptible	D-2003-224
7 Frais reportés – Transfert des coûts de fourniture d’électricité et du coût du service de transport	D-2003-93
8 Frais reportés – Tarif BT	D-2004-170
9 Frais reportés – Mesures de réduction et de renouvellement de l’effectif	D-2003-93
10 Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998	D-2003-93
11 Matériaux, combustible et fournitures	D-2003-93
12 Dette à long terme	D-2003-93
13 Conversion de devises et instruments dérivés - swaps de devises	D-2003-93
14 Instruments dérivés - swaps de taux d’intérêt	D-2003-93

Source : pièce HQD-8, document 1, pages 4 à 10

Le Distributeur présente aussi quatre ajouts aux conventions déjà acceptées afin que ces nouveautés, découlant de nouvelles normes comptables, soient reconnues par la Régie.

⁶² Pièce HQD-8, document 1, page 3.

Sortie d'actif à long terme et abandon d'activités

Depuis le 1^{er} mai 2003, les actifs à long terme classés comme destinés à la vente doivent être évalués au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur, diminuée des frais de sortie, et ils doivent cesser de faire l'objet d'un amortissement. Toute perte doit être constatée aux résultats. Les actifs à long terme, destinés à être sortis autrement que par la vente, incluant ceux liés à des activités abandonnées continuent d'être évalués à la valeur comptable et à faire l'objet d'un amortissement jusqu'à leur sortie.

Auparavant, tous ces actifs étaient évalués à la valeur comptable et faisaient l'objet d'un amortissement jusqu'à leur sortie. Une provision pour toute perte éventuelle estimée devait être constatée aux résultats.

Au moment du dépôt de la requête, aucun cas ne s'applique au Distributeur.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Depuis le 1^{er} janvier 2004, l'application de la nouvelle convention exige la constatation et l'évaluation des passifs liés aux obligations juridiques afférentes à la mise hors service d'une immobilisation. Lorsqu'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur, le passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation est évalué initialement à sa juste valeur dans la période au cours de laquelle cette obligation apparaît. Un coût correspondant à la mise hors service d'immobilisations est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation en cause et est amorti sur la durée de vie utile de celle-ci.

Lors des périodes postérieures, le passif est rajusté pour refléter tout changement dû à l'écoulement du temps par une affectation aux charges d'exploitation. Le passif est également rajusté pour tenir compte des révisions de l'échéancier de la mise hors service ou du montant des flux de trésorerie non actualisés par rapport à l'estimation originale, et ce, par une affectation au coût de l'immobilisation visée.

Cette nouvelle convention étant appliquée de façon rétroactive, les chiffres des exercices antérieurs ont été redressés.

À ce jour, les seules immobilisations répondant aux critères d'évaluation des passifs de cette norme sont les centrales thermiques des réseaux autonomes, dont la date de mise hors service est connue, et quatre réservoirs de produits pétroliers.

Dépréciation d'actifs à long terme

À compter du 1^{er} janvier 2004, une perte de valeur d'un actif à long terme doit être constatée aux résultats lorsque la valeur comptable excède le total des flux de trésorerie non actualisés qui résulteront de l'utilisation et de la sortie éventuelle de l'actif. La perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur sa juste valeur, celle-ci devenant le nouveau coût de base de l'actif.

Auparavant, la perte de valeur correspondait à l'excédent de la valeur comptable sur la valeur recouvrable nette. La disposition ne s'appliquait qu'aux immobilisations corporelles et le coût original n'était pas affecté.

Au moment du dépôt de la requête, aucun cas ne s'applique au Distributeur.

Relations de couverture

Depuis le 1^{er} janvier 2004, Hydro-Québec a adopté les recommandations de la note d'orientation concernant la comptabilité (NOC) intitulée Relations de couverture (NOC-13) qui établit les conditions d'application de la comptabilité de couverture. Elle traite de l'identification, de la désignation, de la documentation et de l'efficacité des relations de couverture ainsi que de la cessation de la comptabilité de couverture.

Les instruments financiers dérivés ne répondant pas aux conditions d'admissibilité à la comptabilité de couverture exposées dans la NOC-13 sont constatés dans le bilan à la juste valeur et les variations de juste valeur sont constatées aux résultats.

Les relations de couverture ayant cessé d'être admissibles à la comptabilité de couverture ont été comptabilisées en conformité avec les dispositions transitoires prévues. La différence entre la valeur comptable et la juste valeur des instruments dérivés, faisant l'objet de ces relations de couvertures, a été reportée et sera constatée dans les résultats de la même période que les gains, pertes, revenus et charges connexes liés à l'élément couvert à l'origine.

3.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte les quatre nouvelles conventions comptables présentées puisque conformes aux PCGR.

Chaque modification des conventions comptables entraîne des changements aux données présentées pour l'établissement du revenu requis. Ces changements peuvent être ponctuels,

récurrents ou les deux. La Régie tient à s'assurer qu'elle comprend bien les changements présentés et leurs impacts potentiels.

À l'avenir, lors de la présentation d'une nouvelle convention comptable, la Régie demande au Distributeur de préciser à quelles activités s'applique le changement de convention. Elle demande aussi une estimation des impacts du changement sur le revenu requis.

3.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.2.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** prévoit des ventes de 165,570 TWh pour l'année de base 2004. Pour l'année témoin projetée, soit l'année 2005, les ventes devraient atteindre 169,291 TWh⁶³, dépassant ainsi le volume maximal d'électricité patrimoniale, fixé à 166,4 TWh⁶⁴.

Le tableau suivant présente quelques composantes de la prévision économique et énergétique utilisées par le Distributeur.

TABLEAU 4
COMPOSANTES DE LA PRÉVISION ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE
RÉVISION D'AOÛT 2004

	2004	2005
Croissance du PIB (en %)	3,0	2,4
Mises en chantier (en millier)	52,5	43,2
Revenu personnel disponible (en %)	2,1	1,8
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (en \$CA/mpc)	7,01	7,16
Pétrole brut WTI (en \$US/baril)	37,98	36,35

Source : pièce HQD-3, document 2, page 8

En août 2004, au moment de réaliser sa prévision, le Distributeur fait l'hypothèse que la production de l'usine Aluminerie de Bécancour inc., interrompue en 2004 pour cause d'un conflit de travail, reprendrait graduellement au cours de l'année 2005⁶⁵. Or, la reprise des

⁶³ Pièce HQD-3, document 2, page 5 : Prévision des ventes réalisées en août 2004.

⁶⁴ Pièce HQD-3, document 1, page 11.

⁶⁵ Pièce HQD-3, document 2, page 5.

activités à l'usine a débuté en décembre 2004, devançant de quelques semaines la prévision du Distributeur. Ce dernier ne propose pas de réajustement de la prévision de la demande⁶⁶.

En argumentation, le Distributeur prétend que la méthodologie de la prévision a fait l'objet de maintes présentations au cours des dernières années. Il affirme avoir démontré de façon rigoureuse, à chaque occasion, que la prévision de la demande ne comporte pas de biais systématique⁶⁷. Le Distributeur ajoute qu'il n'y a pas eu de véritable preuve remettant en question la prévision de la demande⁶⁸.

L'**AIEQ** considère raisonnable la prévision des ventes faite par le Distributeur pour 2005. Elle soutient que le risque que les ventes soient plus faibles est négligeable, compte tenu des hypothèses conservatrices retenues par le Distributeur⁶⁹. En optant pour une prévision conservatrice de la demande pour 2005, le Distributeur ne surestime pas les revenus additionnels requis. En effet, si la demande devait s'avérer supérieure à la prévision, les revenus additionnels des ventes supplémentaires ne seraient pas suffisants pour couvrir l'approvisionnement d'énergie postpatrimoniale plus coûteux⁷⁰.

SÉ/AQLPA croit que la prévision des ventes du Distributeur pour 2005 est sous-estimée, notamment en raison d'hypothèses pessimistes quant au règlement du conflit de travail affectant l'usine Aluminerie de Bécancour inc. et de la sous-estimation systématique par le Distributeur, depuis 2001, de ses prévisions concernant la taille de la population, le nombre de nouveaux ménages et les prix des combustibles.

L'intervenant recommande que la prévision des ventes du Distributeur soit augmentée de 1 TWh, dont 0,5 TWh serait ajouté au secteur domestique agricole et 0,5 TWh au secteur industriel⁷¹.

3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite de la prévision des ventes soumise par le Distributeur.

⁶⁶ NS, volume 2, pages 193 à 198.

⁶⁷ NS, volume 10, page 126.

⁶⁸ *Ibid.* à la page 127.

⁶⁹ Pièce AIEQ-1, page 9.

⁷⁰ *Ibid.*

⁷¹ Pièce SÉ-AQLPA-4, document 1, page 19.

3.3 COÛT DE FOURNITURE ET DE TRANSPORT

3.3.1 POSITION DES PARTIES

Les achats d'électricité et de transport du Distributeur s'élèvent à 7 003,4 M\$ en 2005, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 5
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2003</i> <i>(réel)</i>	<i>2004</i> <i>(réel 7/12- budget 5/12)</i>	<i>2005</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence</i> <i>2005-2003</i>	
<i>Électricité patrimoniale</i>	4 609,5	4 569,7	4 603,5	(6,0)	-0,1%
<i>Électricité postpatrimoniale</i>	-	-	166,3	166,3	
<i>Tarifs de gestion et énergie de secours</i>	66,3	80,2	34,6	(31,7)	-47,8%
<i>Ajustement des contrats spéciaux</i>	(170,0)	(132,1)	(114,0)	56,0	-32,9%
Achats d'électricité	4 505,8	4 517,8	4 690,4	184,6	4,1%
Achats de services de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0	-	
Total	6 818,8	6 830,8	7 003,4	184,6	2,7%

Source : pièce HQD-8, document 2, page 3

Les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale s'élèvent à 4 603,5 M\$ tandis que ceux de l'électricité non patrimoniale⁷² sont estimés à 200,9 M\$. L'ajustement pour les contrats spéciaux réduit les achats d'électricité de 114,0 M\$, pour un total de 4 690,4 M\$.

Pour desservir la clientèle québécoise, le **Distributeur** dispose de diverses sources d'approvisionnement :

- l'approvisionnement associé au volume d'électricité patrimoniale qu'il acquiert auprès du Producteur, l'approvisionnement des besoins qui excèdent l'électricité patrimoniale, l'approvisionnement associé à l'alimentation des clients des tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours;

⁷² Correspond à la somme des achats nécessaires pour satisfaire les besoins postpatrimoniaux ainsi que les tarifs de gestion et énergie de secours.

- les blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement, que le Distributeur acquiert sur les marchés auprès de différents fournisseurs.

Conformément à l'article 52.2 de la Loi, le volume d'électricité patrimoniale est déterminé en soustrayant des ventes totales du Distributeur, les ventes associées aux réseaux autonomes, aux tarifs de gestion de la consommation (BT, LR et MR) et d'énergie de secours (LP et LD). Est également exclue la consommation liée à l'alimentation de Rapides des Joachims. À cela, sont ajoutées les consommations de l'usage interne et des chantiers. Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale (en M\$) est établi en additionnant les produits des volumes de chaque catégorie de consommateurs plus les coûts répartis respectivement à ces catégories. Les coûts par catégorie de consommateurs sont déterminés à partir du coût de fourniture moyen de 2,79 ¢/kWh réparti selon la formule approuvée par la Régie.

Pour l'année témoin projetée 2005, le volume de consommation et le coût de fourniture moyen pour l'électricité patrimoniale sont ajustés respectivement à 166,4 TWh à 2,767 ¢/kWh, pour un montant total de 4 603,5 M\$, afin de tenir compte du taux de pertes établi à 7,5 % en 2005 en comparaison au taux de 8,4 % mentionné dans le décret 1277-2001⁷³.

Pour 2005, l'électricité postpatrimoniale requise est de 2,063 TWh. Le coût de fourniture moyen de ces approvisionnements, incluant les pertes, est de 8,06 ¢/kWh et correspond au coût moyen que le Distributeur prévoit verser sur les marchés auprès de différents fournisseurs, ce qui représente 166,3 M\$.

À partir de 2005, le volume de l'ensemble des tarifs de gestion de la consommation BT, MR et LR ainsi que l'énergie de secours LD et LP est alimenté à même les approvisionnements de l'électricité postpatrimoniale, au coût moyen estimé de 8,06 ¢/kWh.

Dans le cas du tarif BT, le différentiel entre ce coût et le prix de l'énergie de ce tarif est comptabilisé dans le CFR accordé par la Régie dans sa décision D-2004-170⁷⁴.

Enfin, un ajustement est effectué aux contrats spéciaux, puisque conformément à la Loi, le manque à gagner ou le surplus entre le revenu requis des contrats spéciaux et les revenus

⁷³ (2001) 133 G.O. II, 7705.

⁷⁴ Dossier R-3531-2004, 16 août 2004.

qu'ils génèrent est à la charge de l'actionnaire. Ainsi, le coût de fourniture des contrats spéciaux correspond au revenu prévu au contrat, déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables, selon la méthode de répartition des coûts de service du Distributeur.

3.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie reconnaît, au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, les coûts de fourniture et de transport tels que présentés.

3.4 CHARGES BRUTES DIRECTES

3.4.1 POSITION DES PARTIES

Les charges brutes directes se composent des trois postes principaux suivants :

- masse salariale;
- autres charges directes;
- récupération des coûts.

Ces charges s'élèvent à 902,2 M\$.

TABLEAU 6
CHARGES BRUTES DIRECTES

<i>(en M\$)</i>	<i>2003</i> <i>(réel)</i>	<i>2004</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2005</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence</i> <i>2005-2003</i>	
Masse salariale	594,1	609,0	621,4	27,3	4,6%
Autres charges directes	303,0	324,0	326,5	23,5	7,8%
Récupération des coûts	(49,9)	(44,2)	(45,7)	4,2	-8,4%
Total	847,2	888,8	902,2	55,0	6,5%

Source : pièce HQD-8, document 3, page 3

Masse salariale

La masse salariale du Distributeur croît à un rythme annuel de 2,3 %. La croissance découle principalement des conventions collectives de travail conclues avec les syndicats représentant les employés et de la croissance de l'effectif annuel moyen attribuable à l'accueil de nouvelles activités⁷⁵.

L'augmentation des primes et revenus divers est attribuable au régime d'intéressement des employés Bureau, Métiers, Techniciens et Spécialistes, qui prévoit à compter de 2004, le versement d'un boni additionnel de 1,5 % lié à l'atteinte du bénéfice visé.

La hausse des charges d'avantages sociaux s'explique principalement par la croissance de la masse salariale dans son ensemble ainsi que par le coût des régimes d'assurance santé qui continuent de croître.

TABLEAU 7
MASSE SALARIALE

<i>(en M\$)</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>Différence</i>	
	<i>(réel)</i>	<i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>(projeté)</i>	<i>2005-2003</i>	
Salaire de base	431,6	449,1	457,4	25,8	6,0%
Temps supplémentaire	54,6	42,9	42,9	(11,7)	-21,4%
Primes et revenus divers	31,8	33,8	34,5	2,7	8,5%
<i>Régime d'intéressement corporatif</i>	<i>10,1</i>	<i>12,6</i>	<i>12,9</i>	<i>2,8</i>	<i>27,7%</i>
<i>Autres</i>	<i>21,7</i>	<i>21,2</i>	<i>21,6</i>	<i>-0,1</i>	<i>-0,5%</i>
Avantages sociaux	76,1	83,2	86,6	10,5	13,8%
<i>Charge au titre des avantages complémentaires de retraite</i>	<i>17,0</i>	<i>17,1</i>	<i>17,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,6%</i>
<i>Autres</i>	<i>59,1</i>	<i>66,1</i>	<i>69,5</i>	<i>10,4</i>	<i>17,6%</i>
Total	594,1	609,0	621,4	27,3	4,6%

Source : pièce HQD-8, document 4, page 5

⁷⁵ Pièce HQD-8, document 4, pages 5 et 6.

L'effectif annuel moyen est le suivant :

- 2003 - 7 771;
- 2004 - 7 871;
- 2005 - 7 875.

De façon globale et compte tenu de son obligation de desservir, le **Distributeur** se doit d'ajuster régulièrement le niveau de son effectif afin de répondre aux besoins de sa clientèle. Pour ce faire, il doit revoir constamment ses façons de faire et l'organisation du travail de son personnel⁷⁶.

La croissance constatée de 175 effectifs par rapport aux 7 700 approuvés pour 2004 par la Régie dans sa décision D-2004-47 est causée par le transfert d'activités comptables antérieurement réalisées par les unités corporatives (24 effectifs), le transfert de l'impression des factures auparavant offert par le CSP (4 effectifs)⁷⁷. De plus, une augmentation de 17 effectifs est essentielle afin de permettre au Distributeur de procéder aux appels d'offres et de réaliser les activités de programmation et d'optimisation des approvisionnements. Le reste de l'augmentation du nombre d'effectifs est attribuable au projet SIC (105 effectifs) et au PGEÉ (22 effectifs) qui sont de nature capitalisable et n'ont aucun impact sur les charges d'exploitation, puisque l'augmentation du coût de la masse salariale est compensée par une augmentation équivalente des coûts capitalisés. Le Distributeur demande donc à la Régie de reconnaître la nécessité d'établir son effectif moyen cible à 7 875 pour 2005.

Régimes d'intéressement

Deux régimes de rémunération variable s'appliquent à Hydro-Québec.

Le **régime de gestion de la performance** vise le personnel de l'entreprise non régi par des conventions collectives de travail, dont 876 effectifs pour le Distributeur. Il comporte deux volets.

Le versement d'un boni en vertu du ***premier volet*** (corporatif) est conditionnel à l'atteinte d'un déclencheur financier, le niveau du bénéfice net visé, approuvé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec. Le bénéfice net visé correspond à 87,5 % du bénéfice attendu. Si le bénéfice net visé pour une année donnée n'est pas réalisé, il n'y a aucun

⁷⁶ Pièce HQD-8, document 4, page 10.

⁷⁷ *Ibid.*

versement de boni. Si le déclencheur financier est atteint, le montant versé dépend du degré d'atteinte des résultats de la division.

Chaque division (et unité corporative) doit atteindre trois catégories d'objectifs, soit ceux liés :

- à la clientèle (satisfaction des clientèles et continuité du service);
- aux employés (mobilisation et santé et sécurité au travail);
- à l'actionnaire (contrôle des charges d'exploitation et bénéfice de la division).

Le *deuxième volet* est un volet individuel dont les objectifs sont contributifs à l'atteinte des objectifs de la division. Le montant versé dépend du degré d'atteinte des objectifs individuels.

Le **régime d'intéressement corporatif** vise le personnel de l'entreprise régi par des conventions collectives de travail, dont 6 999 effectifs pour le Distributeur. Il s'agit d'un régime corporatif assimilable au premier volet (corporatif) du régime de gestion de la performance. Il dépend de l'atteinte du même déclencheur financier que le personnel non régi. Toutefois, s'il y a versement d'un boni, le montant dépend du degré d'atteinte des résultats du président-directeur général (PDG) d'Hydro-Québec qui sont un composite des résultats des divisions et des unités corporatives, selon une moyenne pondérée.

Le Distributeur, le Transporteur et le Producteur contribuent chacun pour 20 % aux résultats du PDG. Hydro-Québec Équipement, Hydro-Québec Technologie et développement industriel, le groupe Ressources humaines et services partagés ainsi que les unités corporatives contribuent pour 40 % aux résultats du PDG.

Depuis 2004, le régime d'intéressement prévoit le versement d'un boni additionnel de 1,5 % lié à l'atteinte du bénéfice net visé par Hydro-Québec⁷⁸.

Le Distributeur comprend que la non-reconnaissance par la Régie⁷⁹ des bonis calculés sur la base des résultats d'Hydro-Québec intégrée inclut uniquement les bonis versés aux employés régis parce qu'ils sont établis en fonction du degré d'atteinte des résultats du PDG d'Hydro-Québec, plutôt qu'en fonction du degré d'atteinte des objectifs de la division.

⁷⁸ Pièce HQD-8, document 4, page 14.

⁷⁹ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 phase 2, 26 février 2004, page 57.

Le Distributeur présume donc que la Régie n'est pas en désaccord avec l'utilisation d'un déclencheur corporatif dans son ensemble puisqu'elle en accepte l'utilisation pour les employés non régis du Distributeur.

Le Distributeur rappelle les éléments suivants :

- les politiques salariales des employés régis et non régis sont établies et gérées de façon intégrée pour l'ensemble du personnel de l'entreprise;
- la rémunération globale (dont les salaires de base, les régimes de rémunération variable et les avantages sociaux) se situe à la médiane du marché;
- par la mise en place d'un régime d'intéressement, Hydro-Québec voulait associer une partie de la rémunération de ses employés régis aux résultats de l'entreprise;
- cette approche permettait de limiter les taux d'augmentation des salaires de base en introduisant une rémunération dite à risque. En l'absence d'une telle rémunération, des hausses salariales plus importantes auraient dû être reconnues dans la prestation de service du Distributeur.

Le Distributeur est d'avis qu'une politique salariale intégrée pour l'ensemble des employés d'Hydro-Québec, dont le régime d'intéressement corporatif prévoyant le versement d'un boni établi en fonction des résultats de l'entreprise, lui est favorable pour les raisons suivantes :

- l'uniformisation de la politique salariale dans son ensemble positionne le Distributeur sur un même pied d'égalité que ses concurrents (tant à l'interne de l'entreprise qu'à l'externe) permettant ainsi d'attirer et de maintenir du personnel compétent chez le Distributeur;
- malgré le fait que le Distributeur était en situation de déficit budgétaire, les efforts consentis par ses employés sont tout aussi comparables que ceux des employés des divisions qui cherchent à maintenir ou à augmenter leur profitabilité.

Dans l'élaboration de son coût de service, le Distributeur présume que l'entreprise atteindrait le bénéfice net visé, déclenchant ainsi le versement de bonis. Les projections des montants à verser ont été établies sur la base des hypothèses suivantes, soit 66 % d'atteinte des résultats pour le régime d'intéressement corporatif ainsi que pour le régime de gestion de la performance et 80 % d'atteinte des objectifs individuels.

Si le Distributeur modifiait son régime d'intéressement corporatif actuel pour un régime strictement en fonction de ses propres résultats, son coût de service n'en serait nullement affecté puisque les hypothèses sous-jacentes aux montants projetés seraient les mêmes.

Les ententes négociées par Hydro-Québec en 2003 pour les employés de bureau, de métiers et techniciens affiliés au Syndicat canadien de la fonction publique ainsi que pour les ingénieurs sont d'une durée de cinq ans, soit de 2004 à 2008. Elles sont d'une durée de six ans pour les employés de réseau, soit de 2004 à 2009, et de trois ans pour les spécialistes, soit de 2002 à 2004⁸⁰.

Autres charges directes

Les autres charges directes se composent de dépenses de personnel et indemnités, de services externes et ressources financières ainsi que de stock, achats de biens, locations et autres. Elles passent de 303,0 M\$ en 2003 à 326,5 M\$ en 2005, une augmentation de 23,5 M\$ ou 7,8 %.

En ce qui concerne les services externes, des sommes supplémentaires ont été prévues pour effectuer des travaux d'émondage ainsi que pour l'entretien d'un nouveau système informatique, pour procéder aux appels d'offres et à la réalisation des activités de programmation et d'optimisation des livraisons des approvisionnements d'électricité additionnels.

Les charges de ressources financières comprennent notamment les mauvaises créances, les indemnités pour dommages et les intérêts payés sur dépôts des clients. Pour 2004 et 2005 elles incluent également diverses provisions visant à se prémunir contre certains aléas d'exploitation. Ces provisions concernent entre autres :

- des dépenses additionnelles de nature non capitalisable associées à la réalisation du projet SIC et au programme de mise en conformité du réseau aérien ainsi qu'à certains projets spéciaux pour les réseaux autonomes;
- la prise en charge du réseau de distribution de la ville de Schefferville;
- des sommes prévues pour le recours aux divers programmes de ressources humaines, tels les plans de départ à la retraite et de devancement de comblement de postes stratégiques ainsi que le programme des nouveaux diplômés;
- des frais résultant d'événements imprévus par les unités opérationnelles, mais faisant partie des opérations courantes du Distributeur, comme par exemple une panne locale ou régionale importante et la faillite d'un client Grandes entreprises.

⁸⁰ Pièce HQD-8, document 4, page 22.

Bien que la nature des événements occasionnant ces dépenses puisse varier d'une année à l'autre, il s'agit de provisions prises dans le cadre des activités courantes d'exploitation du Distributeur. Conséquemment, ces charges sont considérées comme récurrentes et faisant partie des composantes du revenu requis.

D'autre part, contrairement aux données projetées (2004 et 2005), soulignons qu'en mode réel (2003), lorsque les conditions permettant leur constatation sont effectivement réalisées, les charges correspondantes à ces provisions sont comptabilisées directement selon leur nature dans les différents postes afférents, soit au niveau des charges de salaires, des services externes, des mauvaises créances, etc.⁸¹.

En réponse à une question de la Régie sur la détermination du statut récurrent des provisions⁸², le Distributeur précise que dans le cadre d'une gestion budgétaire prudente, il prend des provisions globales afin de se prémunir contre différents aléas pouvant survenir en cours d'année dans le cadre normal de ses activités d'exploitation. Il soutient que, bien que la nature des événements occasionnant ces dépenses puisse varier d'une année à l'autre, celles-ci font partie des affaires courantes du Distributeur et, en ce sens, elles sont considérées liées à des activités récurrentes et font partie des composantes du revenu requis.

Pour expliquer la différence entre le montant réel de 160,8 M\$ en 2003 et le budget de 185,9 M\$ en 2005 au poste Services externes et ressources financières, le Distributeur a présenté des exemples d'aléas survenus en 2003. Il mentionne que les montants réels afférents à ces événements ont été intégrés respectivement dans les rubriques Masse salariale, Stock, achats et locations et Éléments exceptionnels, alors qu'au niveau budgétaire, ils ont été pris en compte par le biais de la provision globale du Distributeur⁸³.

Le Distributeur rappelle que dans le contexte où il désire maintenir ses charges d'exploitation à un niveau relativement stable d'un exercice à l'autre, l'augmentation d'une des composantes des charges d'exploitation doit être compensée par une diminution correspondante d'une autre composante de ses charges d'exploitation. En ce sens, il précise que la reconnaissance de ses charges doit être examinée globalement, plutôt que sur une base strictement individuelle, par composante.

⁸¹ Pièce HQD-8, document 5, pages 4 et 5.

⁸² Pièce HQD-15, document 5.3.

⁸³ *Ibid.* à la page 5.

Récupération des coûts

La récupération des coûts se compose des montants associés aux postes : Mauvaises créances, Travaux pour HydroSolution, Réclamation aux tiers et autres, Pose d'attaches et Espace poteaux.

Le poste Réclamations aux tiers et autres totalisant 20,3 M\$ en 2003 inclut entre autres, des revenus de 5,7 M\$ ayant été facturés dans le cadre de missions d'assistance entre distributeurs d'électricité (travaux de dépannage aux États-Unis). Étant donné le caractère non récurrent de ces missions et qu'elles sont souvent requises à la suite d'événements climatiques ou autres difficilement prévisibles, aucun revenu (ni coût y afférent) n'a été prévu à titre de travaux de dépannage pour 2004 et 2005⁸⁴.

L'ACEF de Québec comprend que, selon le Distributeur, il faut juger de sa performance d'ensemble au niveau de ses coûts et ne pas s'arrêter aux coûts spécifiques. Selon l'intervenante, l'ensemble est composé de l'addition de ses parties et doit donc être jugé à partir de ses parties aussi. D'autre part, il faut contrôler les coûts séparément pour assurer un contrôle adéquat du coût global. Ainsi, toute croissance anormale d'un coût devrait être justifiée de manière sérieuse en prouvant que cela améliore la qualité du service et/ou réduit les coûts à d'autres niveaux, et ce, de manière soutenable.

L'ACEF de Québec note que certains salaires sont significativement plus élevés que la médiane des marchés de comparaison (8 % pour les spécialistes, 9 % pour les cadres et 15 % pour les techniciens). L'intervenante croit que le Distributeur devrait s'engager, à moins de justification sérieuse, dans un plan de rééquilibrage afin de normaliser la situation dans les plus brefs délais, tout en respectant les conventions collectives en place⁸⁵.

La récompense des employés pour l'amélioration du profit doit être assumée par Hydro-Québec ou son actionnaire et non par la clientèle, et seules les récompenses qui visent l'amélioration de la qualité du service devraient être incluses au coût de service dans la mesure où le Distributeur prouve rigoureusement que les consommateurs en tirent un bénéfice net en termes de rapport qualité/prix⁸⁶.

⁸⁴ Pièce HQD-8, document 6, page 3.

⁸⁵ Pièce ACEF-4, page 17.

⁸⁶ *Ibid.* à la page 18.

L'**AIEQ** demande à la Régie d'autoriser les 7 875 années-personnes requises par le Distributeur, puisqu'elles lui semblent pleinement justifiées.

Bien que favorable à la rémunération incitative, elle considère que le fait que seulement 20 % de la rémunération incitative des employés régis est accordée à l'appréciation de leur performance directement liée à leurs activités est insuffisante et pourrait engendrer des effets pervers. Elle ne peut recommander l'intégration de ces bonis dans le coût de service, mais demande à la Régie de tenir compte dans sa décision de la performance de haut niveau en ce qui concerne la qualité de service du Distributeur⁸⁷.

FCEI/ASSQ considère que le Distributeur doit, comme entité *stand alone*, faire tous les efforts possibles pour réduire son coût de service. Pour ce faire, il doit pouvoir agir sur tous les éléments de celui-ci, ne serait-ce que partiellement⁸⁸.

Au niveau des bonis, **FCEI/ASSQ** comprend que le coeur de l'argumentation du Distributeur repose sur le concept suivant : comme les résultats de tous les secteurs amènent un résultat global et que l'objectif est global, tous les secteurs et tous les employés d'Hydro-Québec intégrée ont un intérêt à s'assurer du meilleur rendement de chaque division⁸⁹.

Compte tenu que le déclencheur reste toujours lié à des activités qui ne sont pas du ressort du Distributeur, **FCEI/ASSQ** demande à la Régie de ne pas reconnaître cette année encore les bonis pour les employés du Distributeur, qu'ils soient régis ou non.

Par contre, **FCEI/ASSQ** encourage le Distributeur à mettre en place une rémunération incitative. Cependant, cette dernière devra avoir pour objectifs et déclencheurs des éléments réglementés du Distributeur et non les résultats intégrés d'Hydro-Québec. L'intervenant propose de ne pas reconnaître les bonis tant et aussi longtemps que des objectifs sectoriels ne soient clairement établis et que le déclencheur ne puisse venir des autres entités d'Hydro-Québec, ce qui revient à une coupure d'environ 10 M\$.

FCEI/ASSQ s'interroge sur l'à-propos de permettre au Distributeur le rehaussement du niveau des effectifs moyens, étant donné qu'aucun effort notable n'a été effectué au cours

⁸⁷ Plan d'argumentation de l'AIEQ, pages 3 et 4.

⁸⁸ Plaidoyer de **FCEI/ASSQ**, page 8.

⁸⁹ *Ibid.* à la page 16.

de la dernière année pour répondre à la décision de la Régie qui ne reconnaissait que 7 700 effectifs moyens sur les 7 871 demandés en 2004. L'intervenant propose de maintenir la coupure de la décision D-2004-47 sur le gel des effectifs, soit une coupure de 11,7 M\$.

OC refuse d'inclure les montants correspondants au régime d'intéressement corporatif et au régime de gestion de la performance dans le revenu requis, car les deux régimes sont basés sur des objectifs inappropriés, soit le degré d'atteinte des résultats du PDG d'Hydro-Québec, plutôt que le degré d'atteinte des objectifs du Distributeur.

OC est d'avis que les bonis versés selon le régime de gestion de la performance doivent également être refusés même si le montant des bonis dépend de l'atteinte des résultats de la division, et donc, de façon un peu plus directe, des objectifs de performance du Distributeur, 30 % de ces objectifs bénéficient à l'actionnaire.

Les objectifs de performance se rapportant à l'actionnaire représentent des indicateurs liés au contrôle des charges d'exploitation et au bénéfice de la division. Or, l'actionnaire est déjà récompensé dans le rendement sur l'avoir propre. OC se demande pourquoi les consommateurs doivent payer des incitatifs aux employés pour l'atteinte d'un bénéfice qui se situe autour de la valeur du rendement sur l'avoir propre.

De plus, les objectifs de performance se rapportant à l'actionnaire représentent des indicateurs liés au contrôle de charges d'exploitation. Or, le contrôle des charges d'exploitation à l'intérieur d'une année tarifaire bénéficie déjà à l'actionnaire, car si les charges sont moindres que les charges réglementées pour l'année, le surplus revient à l'actionnaire. OC considère inacceptable que les consommateurs paient des incitatifs aux employés pour l'atteinte d'un surplus qui revient à l'actionnaire.

En conséquence, bien qu'OC reconnaisse que 50 % des objectifs de performance soient liés à la clientèle et que 20 % des objectifs de performance soient liés aux employés, elle est d'avis que la Régie doit refuser l'inclusion des bonis versés dans le cadre du régime de gestion de la performance, et ce, jusqu'à ce que ces bonis ne dépendent plus de l'atteinte d'objectifs bénéficiant à l'actionnaire⁹⁰.

OC recommande de réduire la masse salariale d'un minimum de 15,3 M\$, comme le propose l'expert Drazen, étant donné que la comparaison avec la masse salariale approuvée lors du dernier dossier tarifaire montre une augmentation qui varie de 3,6 % à 11,0 %, selon les scénarios.

⁹⁰ Plan d'argumentation d'OC, pages 6 et 7.

3.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie reconnaît, au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, la masse salariale présentée. Cependant, elle exprime ci-après certaines réserves.

Régimes d'intéressement

La Régie note que, tant pour les employés syndiqués que non syndiqués du Distributeur, une partie substantielle de la rémunération incitative est liée à un déclencheur ou des objectifs corporatifs.

Elle constate que les régimes d'intéressement font partie de la rémunération globale de l'entreprise. Ce genre de rémunération se retrouve sur une base régulière dans de nombreuses grandes entreprises.

En général, la Régie considère acceptable d'inclure au revenu requis les coûts des régimes d'intéressement, dans la mesure où ils constituent un moyen permettant de favoriser l'efficacité des employés et de l'entreprise.

Chez le Distributeur, les régimes de rémunération incitative, tels que conçus, établissent un lien direct entre la rémunération des employés de l'entreprise réglementée et les résultats des affiliés du corporatif. Il y a donc présence d'un signal contradictoire en pratique ou, du moins, en apparence avec la mission première de l'entité réglementée. La Régie est d'avis qu'une telle situation ne se présenterait pas si les divisions réglementées d'Hydro-Québec étaient des entités juridiques distinctes. Aux fins de l'établissement des tarifs, la Régie considère qu'il devrait en être de même dans un cadre de séparation fonctionnelle.

Dans le contexte d'une entreprise réglementée, pour laquelle la Régie fixe le coût de service, les tarifs ainsi que différents mécanismes d'atténuation des risques, le rendement obtenu est peu à risque comparé à une entreprise en situation de concurrence. L'utilisation d'un déclencheur financier de la nature de celui présenté apparaît donc comme une mesure incitative discutable.

De plus, tel que les régimes sont conçus présentement, la Régie considère qu'il est très difficile d'établir un lien causal direct entre ces derniers et la qualité de la prestation de service du Distributeur. En conséquence, la Régie ne peut considérer que les bonis versés sur la base d'un déclencheur corporatif ou tout autre boni basé de façon trop étroite sur des

incitatifs d'atteinte d'un niveau normal de bénéfiques pour une entreprise réglementée, soient admissibles, de par leur nature, à l'inclusion dans le revenu requis.

La Régie reconnaît qu'Hydro-Québec s'est engagée, préalablement à la décision D-2004-47, par les conventions collectives qu'elle a signées, à verser certains bonis. Elle reconnaît aussi que les ententes avec les employés non syndiqués doivent être respectées. Ne voulant pas pénaliser indûment le Distributeur, la Régie reconnaît donc, dans le présent dossier et à titre de mesure temporaire, les bonis au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur.

Selon la Régie, les régimes d'intéressement devront à brève échéance présenter un lien plus étroit et plus direct avec la qualité de la prestation de service du Distributeur pour justifier pleinement leur reconnaissance au titre de charge nécessaire.

Autres charges directes et récupération des coûts

La Régie ne conteste pas que, dans le cadre d'une gestion budgétaire prudente, le Distributeur doit prendre des provisions globales afin de se prémunir contre différents aléas pouvant survenir en cours d'année. Toutefois, malgré les réponses fournies par le Distributeur en audience, la Régie n'est toujours pas convaincue de la nécessité et de la nature récurrente de l'augmentation du poste Services externes et autres ressources financières lié à ces provisions. Elle estime à 15 M\$ le montant provisionné pour lequel le Distributeur n'a pas su faire la démonstration qu'il existe effectivement une imputation à d'autres postes de dépenses nécessaires à la prestation du service. En conséquence, la Régie reconnaît, au titre de charge nécessaire à la prestation de service, les autres charges directes et la récupération des coûts tels que demandés par le Distributeur à l'exception d'une somme de 15 M\$.

3.5 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

3.5.1 POSITION DES PARTIES

Les charges de services partagés proviennent des fournisseurs internes de l'entreprise pour le Distributeur. Ces charges s'élèvent à 370,2 M\$ en 2005, comparativement à 391,5 M\$ en 2003, soit une diminution de 5,4 % sur la période, tel qu'illustré au tableau suivant.

TABLEAU 8
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

<i>(en M\$)</i>	2003	2004	2005	<i>Différence</i>	
	<i>(réel)</i>	<i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>(projeté)</i>	<i>2005-2003</i>	
<i>Approvisionnement et services</i>	159,5	147,6	145,1	(14,4)	-9,0%
<i>Technologie de l'information</i>	78,2	76,4	73,7	(4,5)	-5,8%
<i>Télécommunications de service</i>	28,8	32,6	31,6	2,8	9,7%
<i>Autres</i>	7,7	15,6	14,7	7,0	
<i>Rendement sur les actifs</i>	4,2	3,9	6,4	2,2	52,4%
Centre de services partagés	278,4	276,1	271,5	(6,9)	-2,5%
<i>Services financiers</i>	11,8	11,4	10,4	(1,4)	-11,9%
<i>Ressources humaines</i>	15,1	17,4	17,8	2,7	17,9%
<i>Sécurité</i>	4,1	4,0	4,0	(0,1)	-2,4%
<i>Contentieux</i>	4,0	4,1	4,1	0,1	2,5%
<i>Affaires corporatives et réglementaires</i>	1,2	0,4	0,4	(0,8)	-66,7%
Unités corporatives	36,2	37,3	36,7	0,5	1,4%
IREQ	24,9	20,2	20,7	(4,2)	-16,9%
TransÉnergie	42,9	38,2	37,0	(5,9)	-13,8%
HydroQuébec Production	1,7	1,7	2,1	0,4	23,5%
HydroQuébec Équipement	2,5	2,1	2,2	(0,3)	-12,0%
Valorisation et participations	1,9	1,2	1,2	(0,7)	-36,8%
Régularisations et aj. divers	3,0	(0,2)	(1,2)	(4,2)	
Total	391,5	376,6	370,2	(21,3)	-5,4%

Source : pièce HQD-7, document 1, page 1, révision du 26 octobre 2004

Seuls les produits et services facturés par le CSP, les unités corporatives, l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) et le Transporteur sont analysés par le Distributeur, étant donné que ces coûts représentent plus de 98 % des charges de services partagés.

Le **Distributeur** précise que, compte tenu de l'évolution de la structure organisationnelle d'Hydro-Québec sur la période observée, toutes les données ont été redressées pour les rendre comparables à la situation en vigueur en 2005. Il rappelle de plus, que le processus de facturation interne est encadré par des ententes client-fournisseur négociées et signées par chacune des parties concernées.

Entre 2003 et 2005, les charges totales facturées par le CSP se sont accrues de 16,6 M\$ passant de 308,6 M\$ à 325,2 M\$. Ces charges incluent, respectivement, des montants de

30,2 M\$ et 53,7 M\$ correspondant aux coûts capitalisés dans des projets d'investissement⁹¹. La croissance résulte de :

- l'augmentation de 23,5 M\$ des sommes facturées par le CSP portées aux investissements concerne essentiellement les projets informatiques Dcartes et SIC;
- de la diminution d'environ 7 M\$ constatée au niveau des charges imputées à l'exploitation. Ces économies découlent principalement des pistes d'optimisation identifiées par le Distributeur suite à ses échanges avec le CSP, dont la réduction de l'enveloppe des projets en développement informatique et en immobilier et de la décision de diminuer les améliorations apportées aux applications informatiques en place d'ici l'implantation du nouveau système SIC prévue pour 2007. Certains effets prix favorables depuis la mise en place du CSP ont également contribué aux réductions des charges, notamment au niveau des services de bâtiments.

Le Distributeur montre aussi l'évolution des services facturés par les unités corporatives. Ainsi, malgré l'augmentation des charges totales de services partagés facturées par les unités corporatives, la quote-part facturée au Distributeur est relativement stable pour les trois années observées.

En ce qui concerne l'IREQ, la diminution constatée au niveau des services facturés découle essentiellement de la volonté du Distributeur de recentrer ses projets de recherche sur ses activités de base. Ainsi depuis 2004, les efforts déployés en matière d'innovation technologique se concentrent sur l'amélioration de la performance et la diminution des coûts des activités du Distributeur.

Quant à la diminution des charges facturées par le Transporteur, elle est essentiellement attribuable à la révision des grilles tarifaires 2004 des services de télécommunications spécialisées, ainsi qu'à la révision des besoins du Distributeur en matière de services provenant des ateliers spécialisés.

Enfin, le Distributeur présente les ajustements au titre de rendement réclamé pour les actifs utilisés par les fournisseurs internes afin de réaliser leurs prestations de service. Ces ajustements sont calculés en tenant compte des bases de tarification présumées des fournisseurs et de la structure de capital présumée du Distributeur.

Ce faisant, les coûts imputés aux revenus requis du Distributeur sont équivalents à ceux qu'aurait encourus le Distributeur s'il avait lui-même réalisé ces activités. Rappelons que ces ajustements de rendement sont ajoutés au coût complet des produits et services reçus à des fins réglementaires, mais qu'ils ne sont pas facturés par les fournisseurs internes.

⁹¹ Pièce HQD-8, document 7, page 5.

3.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que les charges totales de services partagés ont diminué de 5,4 % ou 21,3 M\$ entre 2003 et 2005. La Régie reconnaît, au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, les charges de services partagés telles que présentées.

3.6 FRAIS CORPORATIFS

3.6.1 POSITION DES PARTIES

Les frais corporatifs inclus dans le revenu requis du **Distributeur** s'élèvent à 36,0 M\$ en 2005, comparativement à 32,5 M\$ en 2003, soit une augmentation de près de 11 %.

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.

Les frais corporatifs répartis se distinguent des services facturés par les unités corporatives. Ces derniers font l'objet d'une entente client-fournisseur et d'une demande spécifique du client. Il existe également un lien de causalité clair entre les coûts de l'unité corporative et le service rendu et facturé à un client.

Les frais corporatifs sont répartis selon la méthode des charges primaires à l'exploitation et des immobilisations nettes dans une proportion de 50 % - 50 %, tel que statué par la Régie dans sa décision D-2004-47.

Dans une 1^{re} étape, les frais corporatifs sont répartis à toutes les unités d'Hydro-Québec, excluant les unités corporatives selon les bases suivantes.

TABLEAU 9
MÉTHODES DE RÉPARTITION DES FRAIS CORPORATIFS

Composante	Répartition
Frais corporatifs sauf Ressources humaines	En fonction des charges primaires à l'exploitation et les immobilisations nettes dans une proportion de 50 % - 50 %
Frais corporatifs –Ressources humaines	En fonction de la masse salariale

Source : pièce HQD-8, document 9, page 3

Dans une 2^e étape, il y a répartition des frais corporatifs des unités de services⁹² aux unités d'affaires en fonction de leur consommation de produits et services en facturation interne.

TABLEAU 10
FRAIS CORPORATIFS

<i>(en M\$)</i>	2003	2004	2005	<i>Différence</i>	
	<i>(réel)</i>	<i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>(projeté)</i>	<i>2005-2003</i>	
Bureaux PDG, PCA, Protectrice de la personne	0,8	0,9	0,9	0,1	12,5%
Vérification générale	2,1	2,2	2,3	0,2	9,5%
Affaires corporatives et secrétariat général	18,8	22,6	22,5	3,7	19,7%
Finances	8,3	8,2	8,5	0,2	2,4%
Ressources humaines	4,7	1,5	1,8	(2,9)	-61,7%
Événement ponctuel - règlement d'un litige	(2,2)				
Total du Distributeur	32,5	35,4	36,0	3,5	10,8%
Quote-part du Distributeur	32,9%	32,9%	32,7%		

Source : pièce HQD-8, document 9, page 4

En excluant l'événement ponctuel lié au règlement d'un litige observé en 2003, les frais corporatifs imputés au Distributeur présentent une hausse annuelle moyenne de l'ordre de 0,7 M\$.

Les variations découlent principalement de l'évolution des charges du groupe Affaires corporatives et secrétariat général ainsi que de la direction principale Ressources humaines. D'une part, ces deux groupes ont connu des réorganisations au cours des dernières années qui ont pu contribuer à certaines fluctuations au niveau de leurs charges. D'autre part, on note certaines particularités pour chacun de ces groupes. Ainsi, le groupe Affaires corporatives et secrétariat général, qui couvre plusieurs domaines, est sujet à des variations

⁹² Les quatre unités de services sont : la division Hydro-Québec Équipement, la vice-présidence – Centre de services partagés, la direction principale – Institut de recherche d'Hydro-Québec de la division Technologie et développement industriel et la direction Télécommunications – Réseau de transport de la division TransÉnergie.

dans son niveau d'activités planifiées dépendant des demandes et du contexte. En l'occurrence, en 2003, certains dossiers prévus n'ont pas été réalisés. Quant à la direction principale Ressources humaines, elle a augmenté, à partir de 2004, l'ampleur de ses services facturés directement aux usagers, réduisant ainsi ses frais corporatifs résiduels.

Toutes les unités subiront en 2005 une hausse additionnelle de leur masse salariale à la suite de l'augmentation du coût prévu pour le régime de retraite. N'eût été de cette augmentation, on noterait une diminution globale des frais corporatifs entre 2004 et 2005.

3.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie reconnaît, au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, les frais corporatifs tels que présentés.

3.7 CHARGE DE RETRAITE

3.7.1 POSITION DES PARTIES

Régime de retraite d'Hydro-Québec

Le régime de retraite d'Hydro-Québec est un régime de retraite contributif à prestations déterminées, de type fin de carrière. Ce régime est enregistré auprès de la Régie des rentes du Québec et agréé par l'Agence des douanes et du revenu du Canada.

La comptabilisation des coûts découlant du régime de retraite aux états financiers d'Hydro-Québec se traduit par le coût constaté au titre des prestations constituées (le coût constaté) et par l'actif au titre des prestations constituées (ATPC). Pour Hydro-Québec, une proportion de 80 % du coût constaté est portée aux résultats, alors qu'une proportion de 20 % est portée aux immobilisations.

Coût constaté

Le coût constaté d'Hydro-Québec correspond au coût du régime de retraite pour un exercice financier donné, tel qu'il est reflété à ses états financiers. Le coût constaté d'Hydro-Québec est estimé à 63 M\$ pour l'année 2005, dont 18 M\$ sont attribuables au Distributeur.

TABLEAU 11
COÛT CONSTATÉ DU RÉGIME DE RETRAITE

Coût (crédit) constaté (en M\$)	2003 Réel	2004 estimé	2005 estimé
Hydro-Québec	(91)	0	63
Part du Distributeur	(33)	0	18

Source : pièce HQD-8, document 13, page 5

Le coût constaté d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire-conseils, conformément aux normes professionnelles de l'Institut canadien des actuaires et à la norme comptable 3461. Ces évaluations actuarielles sont fondées sur un grand nombre d'hypothèses démographiques et économiques.

De 1999, année de l'entrée en vigueur de la norme comptable 3461, jusqu'en 2003 inclusivement, le coût constaté d'Hydro-Québec correspond à un montant créditeur. Cette situation exceptionnelle s'explique par la reconnaissance au 1^{er} janvier 1999 du surplus de 2 129 M\$ du régime de retraite d'Hydro-Québec, ce surplus ayant été évalué à la valeur marchande conformément à la norme comptable 3461. L'amortissement de ce surplus à compter de 1999, soit un montant créditeur de 152 M\$ par année sur 15 ans, et le calcul d'un rendement attendu sur ce surplus ont contribué à renverser le coût constaté en un crédit pour la période allant de 1999 à 2003 inclusivement.

La baisse des taux d'intérêt observée au cours des dernières années et l'intégration des pertes d'expérience sur le rendement de l'actif du régime au cours des années 2001 et 2002 créeront une pression à la hausse sur le coût constaté au cours des prochaines années. L'effet des baisses de taux d'intérêt et des pertes d'expérience est ressenti avec un certain décalage étant donné les mécanismes de lissage inhérents à la méthode de calcul du coût constaté. Ces mécanismes de lissage sont conformes à la norme comptable 3461.

Volatilité du coût constaté

L'estimation du coût constaté après 2004 demeure toutefois un exercice difficile, puisque celui-ci est conditionné par le comportement des marchés financiers, notamment le niveau des taux d'intérêt qui prévaudra au cours des prochaines années. Par ailleurs, lors de

l'audience, le témoin du Distributeur, M. François D'Amour de la firme d'actuares Aon, a indiqué, à titre d'exemple, qu'à la suite de la mise à jour de l'évaluation annuelle du coût constaté pour l'année 2005, celui-ci passerait de 63 M\$ à 120 M\$ en raison de l'évolution des paramètres du régime. La projection utilisée au dossier reste cependant inchangée pour les fins de l'établissement du tarif 2005. De plus, il a indiqué que le coût constaté pourrait varier autour de 200 M\$ dans les prochaines années et que le coût des services rendus du régime représente entre 15 et 20 % de la masse salariale⁹³.

Le Distributeur mentionne que le processus d'évaluation du risque du régime est complexe et nécessite la modélisation intégrée de l'actif et du passif du régime. Pour Hydro-Québec, ces évaluations visent principalement à mesurer la volatilité du coût constaté. En vertu de ces modélisations, les variables financières qui affectent l'évolution du passif et de l'actif sont simulées sur un horizon de quelques années. L'actif et le passif du régime ainsi que le coût constaté aux états financiers sont alors projetés dans le futur selon ces différents environnements financiers afin d'en établir leur distribution. Le risque associé au régime peut ainsi être mesuré comme l'écart type de cette distribution ou comme la valeur à risque à différents seuils de probabilité⁹⁴.

Imputation du coût constaté au Distributeur

Pour les exercices financiers 2002 et 2003, la portion des coûts constatés portée aux résultats d'Hydro-Québec a été distribuée au prorata des salaires de base des grandes divisions, en excluant les unités de services et les unités corporatives. Cette méthode de répartition ne garantissant pas une redistribution équitable par la facturation interne des services et par l'imputation des frais corporatifs, la méthodologie a été remplacée, pour les prévisions 2004 et 2005, par une répartition directe à l'ensemble des unités. Il en résulte, notamment une évaluation plus précise du coût des services.

ATPC

L'ATPC représente la différence cumulée entre les cotisations versées au régime de retraite par Hydro-Québec et le coût constaté d'Hydro-Québec depuis l'application, en 1986, de la norme comptable 3460 de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA). La partie attribuable au Distributeur de l'ATPC est comprise dans la base de tarification et elle s'élevait pour l'année 2003 à 267 M\$.

⁹³ NS, volume 2, pages 107, 108 et 111.

⁹⁴ Pièce HQD-15, document 5.14, pages 4 et 5.

TABLEAU 12
ACTIF AU TITRE DE PRESTATIONS CONSTITUÉES

ATPC (en M\$)	2003 réel	2004 estimé	2005 estimé
Hydro-Québec ⁽¹⁾	844	869	857
Part du Distributeur ⁽²⁾	267	285	286

⁽¹⁾ Solde au 31 décembre

⁽²⁾ Moyenne 13 soldes selon les bases de tarification

Source : pièce HQD-8, document 13, page 6

L'évolution de cet actif dépendra de l'évolution des cotisations versées par Hydro-Québec et du niveau des coûts constatés d'Hydro-Québec. Quant aux cotisations, le dépôt à la Régie des rentes du Québec d'une évaluation actuarielle montrant un ratio de capitalisation au 31 décembre 2002 inférieur à 110 % a déclenché un retour graduel des cotisations pour l'employeur, conformément au règlement du régime.

La légère hausse de l'ATPC observée en 2004 s'explique par le fait que l'employeur a recommencé à cotiser en 2004. La faible baisse enregistrée en 2005 résulte du fait que, selon les prévisions, le coût constaté est légèrement supérieur aux cotisations régulières versées.

Modalités détaillées d'établissement du coût constaté

Dans son **rapport de suivi administratif**⁹⁵ portant sur le calcul du coût constaté et de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite, la Régie mentionne :

*« (...) le Distributeur pourra porter une attention particulière à expliquer de façon adéquate les concepts et le mode de calcul des principaux postes en explicitant les choix particuliers effectués par Hydro-Québec, notamment les mécanismes de lissage, même s'ils s'avèrent en conformité avec l'application de la norme comptable 3461 de l'ICCA. Le Distributeur pourra, de plus, mettre en lumière les divers facteurs qui influent de façon importante sur l'évolution des divers postes pris en compte dans l'établissement du revenu requis du Distributeur. »*⁹⁶

Le tableau suivant présente les éléments qui composent le coût constaté.

⁹⁵ Rapport de suivi administratif de la Régie de l'énergie, dossier R-3492-2002 phase 2, 8 septembre 2004.

⁹⁶ Pièce HQD-8, document 13, page 7.

TABLEAU 13
COMPOSANTES DU COÛT CONSTATÉ

Coût constaté au titre des prestations constituées (en M\$)	2003 réel	2004 estimé	2005 estimé
Coût des services rendus	244	265	281
Frais de gestion et d'administration	33	33	35
Cotisations salariales versées et réputées versées	(30)	(47)	(58)
	247	251	258
Intérêts sur obligations	517	579	616
Rendement prévu de l'actif	(743)	(731)	(703)
Amortissement du solde transitoire au 01-01-1999 jusqu'en 2013	(152)	(152)	(152)
Amortissement du coût des services passés	40	52	44
Amortissement des gains et pertes d'expérience	-	-	-
	(338)	(252)	(195)
Coût (crédit) constaté	(91)	(1)	63

Source : pièce HQD-14, document 1, page 48

Le **coût des services rendus** est la valeur, à la date d'évaluation, de la rente liée à l'ajout d'une année additionnelle de service pour les participants actifs.

Les **frais d'administration** représentent les coûts d'administration du régime de retraite. Ils sont comparés à ceux d'autres régimes de retraite recensés par le Groupe-conseil Aon. Sur la base du sondage Aon, il ressort que les coûts d'administration du régime de retraite d'Hydro-Québec sont inférieurs au coût des pairs. Il est à noter que l'augmentation des frais d'administration en 2004 reflète les coûts additionnels liés au programme spécial de rachat.

Quant aux **frais de gestion**, le Distributeur observe que, malgré une hausse des frais de gestion, le ratio frais/valeur ajoutée a diminué, témoignant de l'augmentation plus rapide des valeurs ajoutées par rapport aux frais payés⁹⁷.

⁹⁷ Pièce HQD-15, documents 5.12 et 5.13.

Hydro-Québec contribuera, pour les **cotisations salariales versées et réputées versées**, 1,8 % de la masse salariale admissible en 2004, 3,6 % en 2005 et environ 5,2 % après 2005. Ces cotisations ainsi que les cotisations versées par les participants sont appelées cotisations régulières. Toutefois, si une prochaine évaluation actuarielle de capitalisation montre un surplus insuffisant, Hydro-Québec devra combler le solde du coût de service courant non financé, par ses cotisations régulières et celles des participants, plus tout montant nécessaire à l'amortissement des déficits. Le Distributeur a expliqué qu'il existe une règle du banquier en application, c'est-à-dire que toute cotisation d'Hydro-Québec qui excède ses cotisations régulières est remise, sous forme de congé de cotisation, prioritairement à l'employeur, et ce, dès qu'un excédent de capitalisation et de solvabilité est identifié⁹⁸.

Les **intérêts sur l'obligation** sont obtenus en multipliant un taux d'actualisation par le passif de comptabilisation. Ils sont assimilables aux intérêts payés sur la dette, la dette du régime étant la promesse de versements de rentes dans le futur. Le **taux d'actualisation** utilisé pour évaluer le passif découle de la courbe des taux d'obligations corporatives de qualité AA/AAA du Marché des Capitaux Scotia. Au 31 décembre 2003, ce taux était de 6,67 %.

Le **rendement attendu de l'actif**, exprimé en dollars, est calculé en multipliant le taux de rendement prévu, par la valeur actuarielle de l'actif. L'utilisation d'une valeur actuarielle de l'actif est un des mécanismes de lissage qui permet de limiter les trop grandes fluctuations du coût constaté.

Pour l'année 2005, le taux de rendement attendu s'élève à 6,86 %. Il est établi en fonction de la répartition cible à long terme de l'actif. Il fluctue en fonction des mouvements des taux obligataires et présume d'une prime de risque sur les actions, soit 2,5 % pour les actions canadiennes et 3,0 % pour les actions étrangères^{99 et 100}. Aux fins de l'établissement du rendement prévu de l'actif, la prime de risque du marché canadien est approximée par le taux de rendement des dividendes qui peut être généré à long terme par les compagnies canadiennes¹⁰¹.

Le Distributeur souligne qu'une méthode d'évaluation qui engendrerait une prime de risque élevée diminuerait le coût constaté du régime. Dans la mesure où, pendant une certaine

⁹⁸ Pièce HQD-15, document 5.14, pages 3 et 4.

⁹⁹ Pièce HQD-14, document 1, page 47.

¹⁰⁰ Pièce Régie-2, pages 103 et 104.

¹⁰¹ Pièce HQD-15, document 5.11.

période, les rendements réalisés seraient inférieurs au rendement prévu, il en résulterait des pertes d'expérience qui auraient pour effet d'augmenter le coût constaté pour les exercices subséquents. Ceci accroîtrait la volatilité des résultats de l'entreprise et, par conséquent, son risque financier¹⁰².

En audience, M. D'Amour mentionne que le taux de rendement prévu de l'actif, utilisé pour le calcul du coût constaté de retraite, est comparable à celui utilisé par les promoteurs de régime de retraite au Canada. Il mentionne également que l'ensemble des hypothèses utilisées pour l'établissement du coût constaté fait l'objet d'une vérification annuelle par les vérificateurs externes d'Hydro-Québec¹⁰³.

Les amortissements font aussi partie des mécanismes de lissage. Ils sont conformes à la norme comptable 3461.

L'amortissement du solde transitoire a été créé lors de l'introduction des nouvelles normes en 1999. En effet, le surplus marchand observé pouvait être amorti sur la Durée moyenne estimative du reste de la carrière active des participants. Le surplus au 1^{er} janvier 1999 de 2 129 M\$ est amorti de 1999 à 2013. Cet amortissement représente sur cette période un crédit annuel de 152 M\$ sur le coût constaté.

L'amortissement du coût des services passés représente les coûts des améliorations au régime (programmes de réduction de l'effectif, règlements 679, 681 et 707 entrés en vigueur en 1999, 2000 et 2004 respectivement) qui sont amortis sur la Durée moyenne estimative du reste de la carrière active (ou une période plus courte selon la nature des améliorations), ce qui constitue un coût de 44 M\$ dans le calcul du coût constaté de 2005. Le coût total des diverses améliorations au régime résultant de ces règlements sont de l'ordre de 400 M\$ pour l'ensemble des employés d'Hydro-Québec¹⁰⁴.

Le Distributeur souligne qu'il faut considérer que le régime de retraite et ses règlements font partie du cadre général d'établissement de la politique de rémunération globale d'Hydro-Québec. Cette politique de rémunération globale est approuvée par le conseil d'administration d'Hydro-Québec et éventuellement par le Conseil du trésor¹⁰⁵.

¹⁰² Pièce HQD-14, document 2, page 28.

¹⁰³ NS, volume 5, page 115.

¹⁰⁴ Pièce Régie-2, pages 99 et 100.

¹⁰⁵ NS, volume 5, page 121.

L'**amortissement de gains et pertes d'expérience** est un mécanisme de lissage permettant d'amortir la somme cumulée des gains et pertes d'expérience du régime au fil des ans. Cette somme n'est pas amortie et n'affecte pas le coût constaté si elle demeure inférieure à 10 % du maximum entre l'actif et le passif du régime¹⁰⁶.

Le Distributeur mentionne que la firme RBC Services Internationaux évalue la performance de la caisse de retraite d'Hydro-Québec. La performance de la gestion de la caisse de retraite ou la valeur ajoutée, générée par la gestion active, est évaluée par l'écart entre le rendement du portefeuille et celui du portefeuille de référence géré de façon indicielle.

Avant 2001, le rendement total de la caisse de retraite d'Hydro-Québec était comparé au rendement médian des caisses de retraite canadiennes, sans attribution de la performance entre les classes d'actif et la répartition d'actif. Depuis 2001, le portefeuille de référence est une répartition fixe cible de l'actif à long terme. Cette structure de l'actif a été établie en prenant en considération les caractéristiques et obligations financières propres du régime¹⁰⁷.

Lors des audiences, le Distributeur a indiqué que lorsqu'on parle de régime de retraite il y a deux grands domaines, soit le financement et la comptabilisation du régime. L'objectif du financement est d'établir les cotisations que devront payer les participants et l'employeur pour assurer la capitalisation du régime de retraite. L'objectif de la comptabilisation est de répartir à travers les années les coûts qui paraîtront aux états financiers.

Le coût réel du régime de retraite ne dépend pas des hypothèses retenues, mais plutôt de l'expérience réelle du régime, puisque la méthodologie même du calcul du coût constaté comporte un mécanisme d'ajustement continu qui intègre chaque année les écarts entre le coût constaté établi à partir d'hypothèses et l'expérience réelle enregistrée au fil des années¹⁰⁸.

OC est préoccupée par le niveau du coût constaté associé au régime de retraite. L'intervenante soutient que les pertes de marché ne sont pas complètement hors du contrôle de celui qui gère le portefeuille du régime de retraite. Dans le secteur privé, les gestionnaires de fonds sont récompensés pour une gestion judicieuse, mais pénalisés pour une mauvaise gestion. Étant donné que le coût constaté constitue actuellement un élément important dans le coût de la prestation, OC propose à la Régie de demander au Distributeur, pour le

¹⁰⁶ Pièce HQD-8, document 13, pages 1 à 10.

¹⁰⁷ Pièce HQD-15, document 5.14, pages 5 et 6.

¹⁰⁸ NS, volume 53, pages 113 et 114.

prochain dossier tarifaire, d'établir des indicateurs de performance associés au régime de retraite. Ces indicateurs devraient aider à déterminer : (i) si le portefeuille du régime de retraite est bien géré; (ii) comment sa performance se compare au marché, et (iii) comment sa performance se compare aux autres régimes de retraite¹⁰⁹.

3.7.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie prend note que, depuis l'entrée en vigueur de la norme comptable 3461 de l'ICCA en 1999, le coût constaté du régime de retraite d'Hydro-Québec correspond à un montant créditeur jusqu'en 2004. Cette situation exceptionnelle s'explique par la reconnaissance au 1^{er} janvier 1999 d'un surplus de 2 129 M\$ au régime de retraite d'Hydro-Québec. L'amortissement de ce surplus crée un montant créditeur de 152 M\$ par année jusqu'en 2013. La Régie constate qu'aucun nouveau surplus ou déficit actuariel n'a été reconnu depuis 1999.

La Régie prend note que le coût constaté à titre de prestations constituées du régime de retraite d'Hydro-Québec est établi conformément à la norme comptable 3461. De plus, le coût constaté s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire-conseils, conformément aux normes professionnelles de l'Institut canadien des actuaires et à la norme comptable 3461. Ces évaluations actuarielles sont fondées sur un grand nombre d'hypothèses démographiques et économiques. Chacune des hypothèses utilisées pour l'établissement du coût constaté fait l'objet d'une vérification annuelle par les vérificateurs externes d'Hydro-Québec.

La Régie reconnaît, au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, l'inclusion de la partie attribuable au Distributeur du coût constaté à titre de prestations constituées du régime de retraite d'Hydro-Québec.

3.8 AUTRES CHARGES

3.8.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** présente ainsi les autres charges.

¹⁰⁹ Plan d'argumentation d'OC, pages 8 et 9.

TABLEAU 14
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>Différence</i>	
	<i>(réel)</i>	<i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>(projeté)</i>	<i>2005-2003</i>	
Achats de combustible	30,2	29,1	31,1	0,9	3,0%
Amortissement	432,4	455,2	468,0	35,6	8,2%
Taxes	104,2	106,3	102,4	(1,8)	-1,7%
Total	566,8	590,6	601,5	34,7	6,1%

Source : pièce HQD-8, document 11, page 3

La croissance de la charge d'amortissement explique en majeure partie la hausse constatée depuis 2003.

Par ailleurs, l'abolition de la taxe sur le revenu brut et son remplacement, à compter du 1^{er} janvier 2005, par une nouvelle taxe sur les services publics (TSP) ont pour effet de réduire le coût du service du Distributeur pour 2005.

La TSP s'applique aux réseaux de production, de transmission et de distribution d'électricité et est calculée en fonction de la valeur nette des actifs assujettis au 31 décembre de l'exercice financier précédent. Les actifs nets assujettis concernent les immeubles situés au Québec qui ne sont pas portés au rôle de l'évaluation foncière et dont l'exploitant du réseau est propriétaire.

La charge de la TSP du Distributeur pour 2005 a été calculée ainsi :

- une portion de la première tranche de 750 M\$ a été attribuée au Distributeur en fonction de la valeur nette de ses actifs assujettis par rapport à la valeur nette des actifs totaux assujettis à la TSP d'Hydro-Québec. Un taux de 0,20 % a été appliqué à cette part;
- l'excédent de la valeur nette des actifs assujettis du Distributeur a été soumis au taux de 0,55 %.

3.8.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie reconnaît, au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, les autres charges telles que soumises.

3.9 ÉLÉMENTS CRÉDITEURS DES CHARGES

3.9.1 POSITION DES PARTIES

Les éléments créditeurs des charges regroupent tous les éléments qui sont soustraits du revenu requis, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 15
ÉLÉMENTS CRÉDITEURS DES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2003</i> <i>(réel)</i>	<i>2004</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2005</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence</i> <i>2005-2003</i>	
Coûts capitalisés	(269,5)	(287,0)	(292,8)	(23,3)	8,6%
Facturation interne émise	(44,0)	(49,8)	(50,4)	(6,4)	14,5%
Facturation externe émise	(55,7)	(54,7)	(54,1)	1,6	-2,9%
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(5,9)	(4,1)	(3,9)	2,0	-33,9%
Total	(375,1)	(395,6)	(401,2)	(26,1)	7,0%

Source : pièce HQD-7, document 1, page 1, révision du 26 octobre 2004

*Coûts capitalisés*¹¹⁰

Selon le **Distributeur**, en 2005, les coûts capitalisés aux immobilisations sont de 292,8 M\$ et se composent de prestations de travail pour 254,4 M\$ et de gestion du matériel pour 38,4 M\$. Les coûts de prestation de travail sont calculés sur la base de 2 581 000 heures au salaire moyen de 99 \$/heure.

¹¹⁰ Pièce HQD-8, document 8.

Le taux de prestation de travail vise à imputer le coût de main-d'oeuvre des employés à des activités d'exploitation ou des projets d'investissement. La base de facturation est toujours l'heure travaillée. Le calcul considère seulement les heures de travail productives et tient compte des salaires de base moyens, de la consommation de coûts indirects de facturation interne, du nombre d'heures productives et du pourcentage d'efforts consacrés aux investissements.

Le Distributeur utilise la main-d'oeuvre directe, c'est-à-dire le salaire de base, le temps supplémentaire, les primes et les bonis de rendement ainsi que les avantages sociaux, les autres charges contributives à la prestation de travail, telles que l'habillement et le matériel de sécurité des employés, les frais d'utilisation des véhicules ainsi que les outils et instruments de travail. Il utilise les charges de services partagés pour, notamment : les coûts liés aux espaces occupés, aux services de bureautique ainsi qu'à la téléphonie administrative et aux radios mobiles ainsi que les coûts indirects relatifs à la gestion et au support administratif des employés réalisant la prestation.

Les coûts directement contributifs à la prestation de travail ainsi que les heures de référence productives sont estimés à partir des données réelles de l'année de référence et ajustés pour tenir compte du volume d'activités anticipé.

Facturation interne émise

La facturation interne émise passe de 44,0 M\$ à 50,4 M\$, soit une augmentation de 14,5 % pour la période de 2003-2005. Elle comprend les revenus suivants¹¹¹ :

- refacturation d'espaces;
- location de conduits;
- mesurage;
- expertise et autres;
- facturation de la consommation de l'usage interne d'électricité (à partir de 2004).

Les revenus de refacturation d'espaces sont passés de 32,9 M\$ en 2003 à 28,2 M\$ en 2005. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse des coûts d'entretien et d'exploitation des bâtiments facturés au Distributeur par le CSP.

¹¹¹ Pièce HQD-8, document 10, page 3.

Les revenus découlant de la location de conduits ont été revus à la baisse en 2004 à la suite d'une révision des inventaires de conduits et une réévaluation des besoins d'utilisation des structures de soutènement par le Transporteur.

Le Distributeur a mis en place un mécanisme de mesure et de facturation de la consommation d'électricité des bâtiments administratifs et des centrales en construction à des fins d'usage interne chez Hydro-Québec. La facturation, qui a débuté le 1^{er} janvier 2004, est établie aux tarifs en vigueur sur la base de la consommation réelle mesurée.

Facturation externe émise

La facturation externe émise se chiffre à 54,1 M\$ en 2005, comparé à 55,7 M\$ en 2003, soit une diminution de 1,6 M\$. Elle comprend des revenus liés à la fourniture d'électricité dont les tarifs sont réglementés :

- frais d'administration abonnés;
- frais de gestion et ouverture de dossier;
- frais de branchement.

Elle comprend aussi d'autres produits :

- amendes pour rétablissement;
- subtilisation d'énergie;
- divers.

Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental

L'intérêt sur le crédit gouvernemental relatif au verglas passe de 5,9 M\$ à 3,9 M\$ entre 2003 et 2005.

3.9.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie reconnaît, au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, les éléments créditeurs des charges tels que présentés.

Cependant, elle constate que la présentation de produits de diverses natures en diminution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution ne permet pas une comparaison avec les données présentées dans le rapport annuel du Distributeur.

La Régie demande donc, de nouveau, au Distributeur de présenter les produits à ce titre, selon le format présenté à la pièce HQD-2, document 1, page 6 de son rapport annuel 2003.

3.10 COÛT DU CAPITAL

3.10.1 POSITION DES PARTIES

Coût de la dette

Le **Distributeur**, lors du dépôt de sa preuve, propose une évaluation du coût de la dette présumée des unités réglementées selon le concept d'immunisation du risque de change¹¹².

Le 12 octobre 2004, la Régie décide d'établir le coût de la dette sur la base de la méthode retenue dans la décision D-2004-47. En conséquence, elle demande au Distributeur de calculer le coût de la dette selon cette méthode et reporte toute discussion de fond sur les principes d'établissement du coût de la dette, du taux de rendement de l'avoir propre et de la structure du capital à une cause générique qui portera sur le coût du capital du Distributeur et du Transporteur.

Le Distributeur a donc révisé le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec pour l'année témoin 2005 et l'année de base 2004, en conformité avec la méthodologie approuvée par la Régie. De plus, une mise à jour a été faite pour refléter la dette réelle en date du 30 juin 2004, les besoins de fonds prévus en 2004 et 2005, les prévisions du Consensus Forecast d'août 2004 ainsi que l'évolution de la politique financière d'Hydro-Québec face au contexte de l'entreprise¹¹³. À la suite de cette révision, le Distributeur demande un coût de la dette présumée pour l'année témoin 2005 de 8,24 %¹¹⁴.

Taux de rendement sur l'avoir propre

Dans le présent dossier, le Distributeur établit le taux de rendement sur l'avoir propre pour l'année témoin projetée 2005. Le taux sans risque est actualisé pour tenir compte des

¹¹² Pièce HQD-11, document 4 du 30 septembre 2004, page 70.

¹¹³ Pièce HQD-11, document 4 révisé le 1^{er} novembre 2004, pages 5 et 6.

¹¹⁴ *Ibid.* à la page 21.

données du Consensus Forecast du 14 août 2004, soit sur la base des données canadiennes du mois précédant le dépôt de sa preuve, tel que demandé par la Régie¹¹⁵. Par ailleurs, le Distributeur propose dès à présent de mettre à jour le taux de rendement sur l'avoir propre sur la base des données du Consensus Forecast à la date de la décision à venir.

Cependant, tout en se disant favorable à cette approche, le Distributeur choisit de ne pas présenter dans le présent dossier de preuve sur un mécanisme d'ajustement automatique du taux de rendement et demande de nouveau le report de ce sujet.

Pour les fins de la demande, le calcul du taux de rendement sur l'avoir propre de 9,24 % pour l'année témoin 2005 tient compte :

- de l'actualisation du calcul du taux de rendement sans risque selon la formule proposée par la Régie¹¹⁶ et déjà appliqué lors de la phase 2 du dossier R-3492-2002, le taux de rendement sans risque est de 5,83 %;
- du maintien de la prime de risque de marché au niveau de 6,19 % et du bêta à 0,55 soit une prime de risque du Distributeur de 3,41 %, tel qu'établi par la Régie dans sa décision D-2003-93.

Taux de rendement sur la base de tarification

Le taux de rendement sur la base de tarification du Distributeur découle d'une structure du capital présumée, composée de 35 % de capitaux propres et de 65 % de capitaux empruntés. À ces composantes correspond un coût présumé de l'avoir propre et un coût présumé de la dette. Le taux de rendement de la base de tarification demandé par le Distributeur est de 8,59 %. Ce taux correspond à la somme pondérée (35 % - 65 %) d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 9,24 % et d'un coût de la dette de 8,24 %¹¹⁷.

Coût en capital prospectif

Le Distributeur rapporte que, dans la décision D-2003-93, la Régie accepte la méthodologie de détermination du coût en capital prospectif qu'il a proposée.

À la suite de la mise à jour du coût en capital prospectif selon la méthode approuvée, le Distributeur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût en capital

¹¹⁵ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002 phase 1, 21 mai 2003, page 72.

¹¹⁶ *Ibid.*

¹¹⁷ Pièce HQD-11, document 1 révisé le 1^{er} novembre 2004, page 3.

prospectif, pour l'année témoin projetée 2005, de 7,15 % pour l'évaluation de ses projets d'investissement au cours de l'année témoin projetée 2005. Ce taux est obtenu en considérant une structure de capital composée à 65 % de capitaux empruntés et 35 % de capitaux propres et des taux respectifs de 6,03 % et 9,24 %.

3.10.2 OPINION DE LA RÉGIE

Coût de la dette

La Régie reconnaît le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec établi en conformité avec la méthodologie approuvée dans sa décision D-2004-47 comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur. Selon la preuve révisée, le coût présumé de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2005 est de 8,24 %.

Taux de rendement sur l'avoir propre

L'examen de la Régie dans le cadre du présent dossier, se limite à la mise à jour du taux sans risque. La preuve initiale du Distributeur présente une mise à jour du taux sans risque basée sur les données les plus récentes disponibles du Consensus Forecast au moment du dépôt de son dossier, c'est-à-dire celui d'août 2004. Comme ces données peuvent fluctuer de façon significative au fil des mois, le choix d'une date de référence peut influencer de façon marquée sur le revenu requis à la hausse ou à la baisse.

La Régie considère approprié de tenir compte des données les plus récentes disponibles pour établir le coût du capital à être inclus au revenu requis de 2005. La Régie note que le Distributeur adhère à cette approche dans la mesure où elle s'appliquerait de façon constante de dossier en dossier. Dans la décision D-2004-47, une mise à jour du taux sans risque a été demandée sur la base des données du Consensus Forecast de janvier 2004¹¹⁸.

En conséquence, la Régie demande au Distributeur d'utiliser les données du Consensus Forecast de janvier 2005, de mettre à jour la moyenne mensuelle de décembre 2004 des écarts quotidiens des obligations du Canada 10 ans – 30 ans et d'appliquer la méthodologie présentée dans la décision D-2003-93. La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les tableaux 1 et 2, de la pièce HQD-11, document 2, et de les déposer au plus tard le 10 mars 2005 à 12 h.

¹¹⁸ Décision D-2004-47, dossier R-3492 phase 2, 26 février 2004, page 102.

Sur la base des données publiées, la Régie estime que le rendement sur l'avoir propre du Distributeur pour l'année témoin 2005 devrait être diminué d'environ 18 M\$ par rapport au montant indiqué dans sa demande.

Taux de rendement sur la base de tarification

Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour le tableau présenté à la page 3 de la pièce HQD-11, document 1 et de déposer, au plus tard le 10 mars 2005 à 12 h, le taux de rendement sur la base de tarification pour l'année 2005, en tenant compte des décisions rendues ci-dessus concernant le taux de rendement sur l'avoir propre.

Coût en capital prospectif

En ce qui concerne le coût en capital prospectif, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour le tableau 1 à la page 3 de la pièce HQD-11, document 3, en prenant en compte le taux de rendement sur l'avoir propre ci-dessus mis à jour et de déposer le tout, au plus tard le 10 mars 2005 à 12 h.

3.11 TARIF BT

3.11.1 POSITION DES PARTIES

En août 2003, le **Distributeur** conclut une entente avec le Producteur pour l'alimentation des clients au tarif bi-énergie commerciale, institutionnelle et industrielle (tarif BT) pour la période du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004, à un prix de 7,3 ¢/kWh majoré du taux de pertes de 7,8 %¹¹⁹.

Dans la décision D-2004-47, la Régie reconnaît le déficit résultant de la différence entre les revenus de ventes de l'électricité aux clients du tarif BT et un coût d'acquisition fixé à 6 ¢/kWh majoré du taux de pertes de 7,8 %. Elle autorise également le Distributeur à créer un CFR hors-base tarifaire, portant intérêt au taux moyen du coût en capital, dans lequel sera versé ce déficit pour la période allant du 1^{er} janvier 2004 au 31 mars 2004¹²⁰.

¹¹⁹ Pièce HQD-6, document 1, page 5.

¹²⁰ *Ibid.*

Dans la décision D-2004-170, la Régie approuve la demande du Distributeur d'abroger ce tarif à compter du 1^{er} avril 2006 et permet au Distributeur de comptabiliser à même le CFR, déjà créé dans la décision D-2004-47, les sommes suivantes¹²¹ :

- le déficit occasionné par l'écart entre le revenu de l'énergie vendue à ce tarif et le coût d'approvisionnement reconnu par la Régie, majoré du taux de pertes applicables, pour la période du 1^{er} avril 2004 au 31 mars 2006;
- les dépenses associées au paiement de l'incitatif financier;
- les dépenses associées aux services conseils dispensés à la clientèle du tarif BT.

Déficit occasionné par l'écart entre le revenu de l'énergie vendue et le coût d'approvisionnement

Le déficit occasionné par l'écart entre le revenu de l'énergie vendue et le coût d'approvisionnement dépend des ventes au tarif BT, du prix de l'énergie associé à ces ventes, du coût d'approvisionnement et des pertes applicables.

Revenus du Distributeur

L'estimation des revenus des ventes est effectuée sur la base du prix du tarif BT en vigueur pour la période évaluée. Ainsi, pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2004, le prix en vigueur est de 3,42 ¢/kWh, alors que pour la période du 1^{er} avril 2004 au 31 décembre 2005, il s'établit à 3,47 ¢/kWh¹²².

Le Distributeur prévoit des ventes 1 657 GWh en 2004 et 985 GWh en 2005 au tarif BT¹²³.

Déficit d'approvisionnement

Le coût d'approvisionnement de 6 ¢/kWh reconnu par la Régie dans la décision D-2004-47 est valide jusqu'à la fin de l'entente conclue avec le Producteur, soit le 30 novembre 2004. Dans le présent dossier, le Distributeur demande la reconnaissance des coûts de fourniture applicable à la clientèle du tarif BT après cette date¹²⁴.

¹²¹ Pièce HQD-6, document 1, page 6.

¹²² *Ibid.* à la page 12.

¹²³ *Ibid.*

¹²⁴ *Ibid.* à la page 6.

Coût d'approvisionnement du 1^{er} décembre 2004 au 31 décembre 2004

Le Distributeur affirme que le Producteur est prêt à prolonger, pour le mois de décembre 2004, l'entente convenue en août 2003, et ce, au même prix de 7,3 ¢/kWh. Cependant, le volume d'énergie maximale passe de 2,0 TWh à 2,2 TWh pour tenir compte du mois additionnel et des aléas climatiques plus élevés en décembre¹²⁵.

Le Distributeur est d'avis que le prix de l'entente de 7,3 ¢/kWh est raisonnable si l'on se fie aux résultats du premier appel d'offres de court terme lancé ce printemps pour 250 MW et 2,2 TWh. Le contrat a été signé au prix ferme de 5,7 ¢US/kWh, soit 7,5 ¢CA/kWh¹²⁶.

Coût d'approvisionnement du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005

Le Distributeur propose d'alimenter les clients au tarif BT à même l'ensemble des achats qu'il envisage de faire pour 2005. Une gestion en bloc des différents besoins d'approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale lui permettrait de disposer de flexibilité dans ses opérations, d'optimiser ses achats en temps réel et de minimiser ses coûts d'approvisionnement¹²⁷.

Le Distributeur prétend que la meilleure référence pour des achats de court terme à ce jour ressort des résultats du premier appel d'offres de court terme de 250 MW au prix de 7,5 ¢CA/kWh. Compte tenu des caractéristiques des besoins de la clientèle du tarif BT, notamment l'imprévisibilité des besoins de chauffage, sa présence à la pointe pendant les mois d'hiver, le prix de 7,5 ¢CA/kWh sous-estime le prix que le Distributeur paierait s'il n'avait que les besoins de ce tarif à combler¹²⁸.

Le Distributeur est d'avis que l'utilisation d'un coût moyen de 7,5 ¢/kWh pour cette clientèle n'introduit pas de conséquences significatives sur la répartition des coûts d'approvisionnement¹²⁹.

Le tableau suivant présente le calcul du déficit d'approvisionnement du tarif BT.

¹²⁵ Pièce HQD-6, document 1, page 8.

¹²⁶ *Ibid.* aux pages 8 et 9.

¹²⁷ *Ibid.* aux pages 9 et 10.

¹²⁸ *Ibid.* à la page 10.

¹²⁹ *Ibid.* aux pages 10 et 11.

TABLEAU 16
DÉFICIT D'APPROVISIONNEMENT DU TARIF BT

	Janvier à mars 2004	Avril à novembre 2004	Décembre 2004	Total de l'année 2004	Total de l'année 2005
Revenu					
Ventes (en GWh)	696	820	141	1 657	985
Prix de l'énergie (en ¢/kWh)	3,42	3,47	3,47		3,47
Revenu (en M\$)	23,8	28,4	4,9	57,1	34,3
Coût d'approvisionnement					
Ventes (en GWh)	696	820	141	1 657	985
Taux de pertes (en %)	7,8	7,8	7,8		7,5
Ventes majorées (en GWh)	750	884	152	1 786	1 059
Coût unitaire (en ¢/kWh)	6,00	6,00	7,30		7,50
Coût (en M\$)	45,0	53,0	11,1	109,1	79,4
Déficit (en M\$)	21,2	24,6	6,2	52,0	45,1

Source : pièce HQD-6, document 1, pages 16 et 17

Coûts de l'incitatif financier

Le Distributeur offre aux clients qui désirent se retirer du tarif BT des incitatifs financiers. Pour les clients qui se sont retirés avant le 1^{er} décembre 2004, un incitatif de 2,9 ¢/kWh a été versé. Pour ceux qui se retirent du tarif BT du 2 décembre 2004 au 1^{er} avril 2005, un incitatif de 2,4 ¢/kWh sera versé¹³⁰.

Selon le Distributeur, ces incitatifs financiers ont été ajustés pour refléter une hausse du prix du mazout, conformément à la décision D-2004-170¹³¹.

¹³⁰ Pièce HQD-6, document 1, pages 12 et 13.

¹³¹ *Ibid.* à la page 13.

Pour chaque client se retirant du tarif BT, l'incitatif est versé en fonction de l'énergie rachetée par le Distributeur, c'est-à-dire pour les kWh non consommés par le client, dont la mesure est basée sur sa consommation historique¹³².

TABLEAU 17
COÛT DE L'INCITATIF AU RACHAT DU TARIF BT

	Année 2004	Année 2005	Total
Rachats (en GWh)	1 155	155	1 310
Coûts de l'incitatif (en M\$)	33,5	3,7	37,2

Source : pièce HQD-6, document 1, page 18

Coûts des services conseils

Les services conseils s'inscrivent dans le cadre d'un programme de soutien technique à la clientèle du tarif BT. Le Distributeur prévoit dépenser 1,2 M\$ en 2004 et 1,1 M\$ en 2005 pour les services offerts. Les montants prévus respectent l'enveloppe de 2,4 M\$ accordés par la Régie dans la décision D-2004-170¹³³.

TABLEAU 18
SYNTHÈSE SUR LE CFR DU TARIF BT

(en M\$)	Année 2004	Année 2005	Solde au 31 décembre 2005
Déficit	52,0	45,1	97,1
Incitatif financier	33,5	3,7	37,2
Services conseils	1,2	1,1	2,3
Total	86,7	49,9	136,6
Intérêt	2,8	10,7	13,5
Total – CFR	89,5	60,6	150,1

Source : pièce HQD-6, document 1, page 15

¹³² Pièce HQD-6, document 1, page 18.

¹³³ *Ibid.* à la page 19.

3.11.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que les calculs du Distributeur à l'égard de l'incitatif financier et de l'évaluation des coûts des services conseils sont conformes à ce qu'elle a approuvé dans sa décision D-2004-170.

La Régie aborde la question du coût d'approvisionnement du tarif BT en deux temps. D'abord, elle dispose du coût pour décembre 2004 et, par la suite, de celui pour l'année 2005.

Coût d'approvisionnement pour décembre 2004

Dans sa décision D-2004-47, la Régie mentionne que le balisage présenté par le Distributeur au soutien du coût de 7,3 ¢/kWh ne la convainc pas que le coût d'approvisionnement négocié avec le Producteur est un coût juste et raisonnable puisque :

« D'une part, le Distributeur indique que ni l'effacement de la pointe ni la possibilité de rappel prévus au tarif BT n'ont été considérés lors de ses négociations avec le Producteur, étant donné que, dans les faits, la fourniture n'est pas interruptible pour l'année 2004 et qu'il n'y a pas d'effacement à la pointe. D'autre part, la Régie retient, dans la présente décision, la proposition du Distributeur en matière d'allocation de coûts de transport et de distribution, laquelle suppose un tarif BT qui s'efface à la pointe, tel que prévu au Règlement tarifaire numéro 663 du Distributeur, et qui, donc, ne supporte aucun de ces coûts.

De plus, la Régie note que le Distributeur ne semble pas avoir démontré d'intérêt pour s'approvisionner sur les marchés externes alors que l'échéance du 1^{er} décembre 2003 était connue de longue date. Cette inaction laissait le Distributeur aux prises avec une seule possibilité d'approvisionnement. »¹³⁴

Par cohérence pour l'ensemble du dossier, la Régie estimait alors qu'il fallait reconnaître pour le tarif BT un coût d'approvisionnement correspondant à un produit doté des mêmes attributs d'effacement en pointe et de rappel que ceux utilisés aux fins d'allocation des coûts de transport et de distribution, et définis au *Règlement 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*¹³⁵ (le Règlement tarifaire) du Distributeur. Sur la base des analyses présentées dans le dossier, la Régie estimait qu'un

¹³⁴ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 phase 2, 26 février 2004, page 145.

¹³⁵ Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application, (1998) 130 G.O. II, 2261, modifié par les décisions D-2001-110, D-2002-47, D-2003-62, D-2003-224, D-2004-47 et D-2004-57.

prix de 6 ¢/kWh était raisonnable pour les fins du calcul du déficit à comptabiliser dans le CFR¹³⁶.

Dans le présent dossier, le Distributeur demande la reconnaissance d'un coût d'approvisionnement pour le tarif BT de 7,3 ¢/kWh allant du 1^{er} au 31 décembre 2004. Outre les ajustements requis afin de refléter la hausse des volumes contractuels attribuables à la consommation de cette clientèle au mois de décembre, il ne s'agit que du prolongement de l'entente d'approvisionnement conclue avec le Producteur au mois d'août 2003. Comme dans le dossier précédent, ni l'effacement de la pointe, ni la possibilité de rappels prévus au tarif BT n'ont été considérés lors des négociations avec le Producteur. Le Distributeur est toujours aux prises, pour décembre 2004, avec une seule possibilité d'approvisionnement.

Dans les circonstances, la Régie ne peut qu'évaluer le coût sur la même base qu'elle l'a fait dans le dernier dossier tarifaire. La Régie juge qu'un prix de 6 ¢/kWh est raisonnable pour les fins du calcul du déficit à comptabiliser dans le CFR pour le mois de décembre 2004.

Coût d'approvisionnement pour l'année 2005

Pour l'année 2005, le Distributeur demande à la Régie la reconnaissance du coût d'approvisionnement postpatrimonial à titre de coût d'approvisionnement du tarif BT. Le Distributeur prétend que la meilleure référence pour évaluer le prix d'achat de court terme à ce jour ressort des résultats du premier appel d'offres de court terme de 250 MW, pour 2,2 TWh, au prix de 7,5 ¢/kWh.

D'abord, la Régie constate que l'alimentation des clients du tarif BT à même l'ensemble des achats du Distributeur permet d'acquérir un produit dont le facteur d'utilisation (F.U.) est supérieur à celui attribuable au tarif BT. La gestion en bloc des approvisionnements au-delà du volume d'électricité patrimoniale permet donc de limiter les coûts d'approvisionnement attribuables à ce tarif.

De plus, le prix de 7,5 ¢/kWh possède également l'avantage d'être la résultante d'un appel d'offres et non le résultat d'une négociation de gré à gré.

Par conséquent, la Régie juge raisonnable le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux pour les fins du calcul du déficit à comptabiliser dans le CFR du tarif BT pour l'année 2005.

¹³⁶ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 phase 2, 26 février 2004, pages 145 et 146.

3.12 AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR POUR 2005

3.12.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité qui n'auront pas encore été mis en exploitation en 2005, mais pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application¹³⁷.

Ces additions de moins de 10 M\$ se chiffrent à 579,2 M\$, en augmentation de 6 M\$ sur les additions de 2003, qui s'élevaient à 573,2 M\$. Ils s'ajoutent à des investissements déjà autorisés et aux sommes associées à des projets majeurs de plus de 10 M\$ pour 2005, pour arriver à un total d'investissement prévu de 720,4 M\$ en 2005¹³⁸.

Le budget d'investissement demandé se compose de quatre catégories, dont trois ne génèrent pas de revenus additionnels. Ce sont le Maintien des actifs, l'Amélioration de la qualité et le Respect des exigences, qui atteignent 473,3 M\$, en 2005, un niveau comparable aux 468 M\$ prévus en 2004. En excluant les sommes liées au projet SIC, ces enveloppes se rapprochent du niveau de la charge annuelle d'amortissement, ce qui, selon le Distributeur, témoigne des efforts qu'il déploie pour minimiser l'impact tarifaire de ses investissements.

En ce qui concerne le Respect des exigences, plus particulièrement le programme d'enfouissement, souvent les projets sur lesquels reposent les budgets prévus ne se matérialisent pas en raison des contraintes budgétaires des municipalités ou d'un autre partenaire. Dans ce cas, le Distributeur réévalue ses budgets et ajuste sa demande. La demande d'autorisation 2005 de 15 M\$ est inférieure à la demande pour 2004.

Une quatrième catégorie, la Croissance de la demande, génère des revenus additionnels.

En 2005, le budget associé à la Croissance de la demande s'établit à 247 M\$, en augmentation de 49,4 M\$ par rapport au montant autorisé pour l'année 2004. De ce budget, 162 M\$ vont à l'alimentation des abonnés, 68,2 M\$ au programme d'équipement et 9,8 M\$ à l'ajout de compteurs et appareils de mesure.

¹³⁷ Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, (2001) 133 G.O. II, 6165.

¹³⁸ Pièce HQD-9, document 1, page 5.

Les besoins requis pour l'alimentation des nouveaux clients ont été établis sur la base d'une prévision de 47 800 nouveaux abonnés¹³⁹ et d'un coût unitaire moyen de 3 400 \$, calculé à partir de l'historique des dépenses découlant de ces activités.

L'enveloppe globale prévue pour raccorder les nouveaux clients est de 162 M\$ en 2005. À cette somme, il faut additionner les ajouts de capacité et d'équipement requis afin d'alimenter la croissance de la demande de la clientèle existante sur le réseau principal, les besoins prévus pour 2005, notamment pour répondre à la pointe hivernale, s'élèvent à 68,2 M\$.

Le Distributeur présente les investissements proposés sous quatre catégories au tableau suivant.

TABLEAU 19
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS RÉGLEMENTÉS 2005

Catégorie (en M \$)	Autorisés avant entrée en vigueur article 73	AUTORISATION SPÉCIFIQUE Projets majeurs + 10 M\$		DEMANDE D'AUTORISATION Investissements - 10 M\$			Grand Total
		Déjà autorisés	À autoriser	À autoriser Autres investissements < 10 M\$			
				Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Réseau de distribution	-	-	-	132,5	1,8	134,3	134,3
Centrales de production	-	-	-	-	10,1	10,1	10,1
Réseau de transport	-	-	-	-	2,6	2,6	2,6
Mesurage et relève	-	-	-	17,3	-	17,3	17,3
Bâtiments administratifs	-	-	-	14,5	-	14,5	14,5
Matériel roulant	-	-	-	32,7	-	32,7	32,7
Autres-soutien	-	-	-	43,1	-	43,1	43,1
Maintien des actifs		-	-	240,1	14,5	254,6	254,6
Amélioration de la qualité	16,4	86,8	23,0	33,9	-	33,9	160,1
Croissance de la demande	-	-	-	240,4	6,7	247,1	247,1
Respect des exigences	15,0	-	-	43,1	0,5	43,6	58,6
Total	31,4	86,8	23,0	557,5	21,7	579,2	720,4

Source : pièce HQD-9, document 1, page 5

¹³⁹ Pièce HQD-9, document 1, tableau 6, page 14.

Dans sa demande d'autorisation, le Distributeur indique à la Régie que les principaux objectifs des investissements proposés sont :

- assurer la pérennité des actifs du Distributeur;
- réhabiliter par séquence certains équipements du réseau afin d'atteindre un niveau de performance normale;
- maintenir et améliorer le niveau de la qualité du service offert à la clientèle, et;
- répondre à l'augmentation de la demande de la clientèle existante en procédant au raccordement de nouveaux abonnés.

Dans sa décision D-2004-47, la Régie, préoccupée par l'augmentation des budgets d'investissement du Distributeur, formulait ainsi ses attentes :

« Dans les circonstances, la Régie s'attend à ce que des efforts concrets de contrôle des investissements soient mis en oeuvre par le Distributeur et que ce dernier rende compte des gestes posés dans le prochain dossier tarifaire. »

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur justifie sa performance vis-à-vis de ces attentes. Il souligne que le respect année après année des enveloppes autorisées par la Régie est une réponse aux préoccupations de la Régie. Par ailleurs, le Distributeur considère que le niveau soumis pour approbation pour 2005 est raisonnable et qu'il s'inscrit en continuité avec ses stratégies d'investissement à long terme et ses objectifs d'amélioration, compte tenu de sa responsabilité d'assurer la pérennité de son réseau et de son obligation de desservir.

Le Distributeur expose ensuite l'approche qu'il utilise pour assurer le contrôle sur ses investissements. D'abord, il voit dans le maintien des investissements à un niveau inférieur à la charge d'amortissement une mesure qui permet de maintenir la qualité de service sans produire d'impacts à la hausse sur les tarifs. De plus, il souligne qu'un gel entraînant des investissements insuffisants en pérennité résulterait en une hausse graduelle des structures vétustes, comme par exemple un nombre de poteaux dépassant l'âge de 40 ans de l'ordre de 7 %, et conduirait vraisemblablement à une augmentation du nombre de pannes.

D'ailleurs, en audience¹⁴⁰, le Distributeur a donné plus de détails sur la méthode qu'il a mise en place pour mieux suivre l'état des structures aériennes de son réseau, état qui, selon lui,

¹⁴⁰ NS, volume 1, page 195.

est un très bon indicateur de l'état général de ses installations. De plus, il précise qu'un système de suivi de même nature sera mis en place pour les équipements du réseau souterrain au cours des deux prochaines années. Cette approche doit conduire à une évaluation plus fiable des investissements requis en Maintien des actifs, répondant de ce fait aux attentes de la Régie.

En ce qui a trait aux investissements reliés à la Croissance de la demande et générant donc des revenus additionnels le Distributeur réaffirme que sa marge de manœuvre est à toutes fins inexistante, puisqu'il a l'obligation de desservir les nouveaux clients de même que de répondre à la demande accrue des clients établis.

Finalement, à la suite de l'analyse des impacts sur les tarifs demandée par la Régie, le Distributeur affirme que l'ensemble des investissements du Distributeur en pérennité et en Croissance de la demande, pour l'année 2005 et pour les années suivantes jusqu'à 2009, n'ont pas d'impact sur les tarifs.

Le Distributeur précise qu'il encadre la planification, le contrôle et la « priorisation » de ses investissements sur le réseau de distribution en présentant la structure de classement à appliquer aux besoins d'investissement identifiés par les territoires et les unités corporatives. Cette façon de procéder doit assurer que :

- « • *chaque dollar d'investissement découle de l'application d'encadrements de l'entreprise, de demandes de clients, de demandes de tiers, de la maintenance du réseau ou de programmes spéciaux corporatifs;*
- *chaque dollar d'investissement soit imputé dans la bonne classification budgétaire et dans le bon regroupement budgétaire, permettant ainsi de clairement associer un projet, selon les caractéristiques qu'il présente, à l'une des quatre classifications: Maintien des actifs, Croissance de la demande de la clientèle québécoise, Amélioration de la qualité de service, Respect des exigences;*
- *chaque dollar d'investissement soit associé à un niveau de priorité reflétant l'urgence de la situation: »¹⁴¹*

3.12.2 OPINION DE LA RÉGIE

La description fournie par le Distributeur des règles de préparation des budgets d'immobilisations ainsi que les précisions apportées en audience sur la méthode mise en

¹⁴¹ Pièce HQD-14, document 1, page 52.

place pour suivre l'état du réseau permettent à la Régie de constater que les efforts du Distributeur vont dans le sens de ses attentes.

La Régie demeure néanmoins préoccupée par la croissance importante des investissements annuels totaux du Distributeur et s'inquiète toujours de leur éventuel impact tarifaire. La Régie rappelle que ces investissements ont augmenté à un rythme de près de 15 % par année entre 1999 et 2003. Si on exclut les investissements associés à la Croissance de la demande, qui génèrent des revenus additionnels, le taux de croissance annuel moyen des investissements a été de plus de 25 % sur la période. La demande d'autorisation du Distributeur montre cette année encore une augmentation de 78,2 M\$ pour les projets inférieurs à 10 M\$ par rapport au montant autorisé en 2004.

De nouveau, la Régie souligne que les investissements déterminent à long terme une grande partie des coûts de distribution. En effet, si on additionne l'amortissement, les taxes et le coût du capital, charges qui découlent toutes des investissements, on obtient, en 2005, 58 % du coût total du service de distribution. Comme la grande majorité des équipements du Distributeur ont une durée de vie très longue, une fois qu'un investissement est approuvé, son impact se fait sentir à travers ces charges sur une longue période.

Dans le cadre de l'étude des projets de moins de 10 M\$, le Distributeur présente les projets regroupés par catégorie, bien que le total de chacune des catégories puisse atteindre des montants très importants. La Régie ne peut donc analyser la pertinence de chaque projet. Elle doit examiner les hypothèses avancées par le Distributeur et examiner les paramètres guidant les estimations de ces projets regroupés, tels l'âge moyen du réseau ou l'indice de continuité de service visés par le Distributeur, et fonder son jugement sur ces informations largement agrégées.

La Régie note les efforts de planification du Distributeur et les promesses suscitées par la mise en place de méthodes plus précises de suivi de l'état des actifs. Cependant, elle juge que le dossier présenté par le Distributeur n'est pas suffisamment convaincant pour justifier entièrement le budget d'investissement demandé.

De plus, la Régie constate que l'examen des résultats du Distributeur indique que les investissements réalisés sont inférieurs aux budgets autorisés pour chacune des années ayant fait l'objet d'une autorisation.

Les additions aux investissements n'ont qu'un impact marginal sur le revenu requis du présent dossier. Cependant, la Régie juge que la croissance des budgets d'investissement doit être pleinement justifiée afin de s'assurer que l'impact des immobilisations n'entraîne pas de pression indue sur les tarifs.

La Régie, n'ayant pas été convaincue que la totalité des investissements proposés en pérennité sont nécessaires en 2005, juge que le niveau d'investissement demandé n'est pas justifié dans les circonstances. Elle maintient donc au niveau de l'autorisation de 2004 les investissements de chacune des catégories, à l'exception de ceux associés à la Croissance de la demande.

En conséquence, la Régie autorise partiellement les investissements demandés par le Distributeur. Pour les quatre catégories d'investissement, le budget autorisé totalise 548,4 M\$, soit une réduction de 30,8 M\$ du montant demandé.

Le tableau suivant illustre la répartition que fait la Régie de l'écart entre la demande et le montant autorisé pour les différentes catégories d'investissement.

TABLEAU 20
AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DE MOINS DE 10 M\$
2005

(en M\$)	Demandé	Autorisé	Écart
Maintien des actifs	254,6	229,0	25,6
Amélioration de la qualité	33,9	28,9	5,0
Respect des exigences	43,6	43,4	0,2
Croissance de la demande	247,1	247,1	0,0
Total	579,2	548,4	30,8

3.13 BASE DE TARIFICATION

3.13.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2005 en tenant compte notamment 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 Loi¹⁴².

En 2005, la base de tarification se chiffre à 8 473 M\$, en augmentation de 265 M\$ ou 3,2 % depuis 2003, tel qu'illustré au tableau suivant.

TABLEAU 21
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	2003 <i>(réel)</i>	2004 <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	2005 <i>(projeté)</i>	Différence 2005-2003	
Immobilisations					
Immobilisations en exploitation	7 608 410	7 694 708	7 794 772	186 362	2,4%
Actifs incorporels	53 060	72 323	107 331	54 271	102,3%
Total	7 661 470	7 767 031	7 902 103	240 633	3,1%
Dépenses non amorties et autres actifs					
Actif au titre des prestations constituées	266 507	284 968	286 002	19 495	7,3%
Avantages complémentaires de retraite	(131 215)	(143 850)	(155 000)	(23 785)	18,1%
Mesures de réduction de l'effectif	3 284	956	-	(3 284)	-100,0%
Actifs réglementaires	22 174	28 096	59 496	37 322	168,3%
<i>Programmes commerciaux</i>	<i>18 518</i>	<i>14 695</i>	<i>9 948</i>	<i>(8 570)</i>	<i>-46,3%</i>
<i>Plan global en efficacité énergétique</i>	<i>3 656</i>	<i>13 401</i>	<i>49 548</i>	<i>45 892</i>	
Remboursement gouvernemental	63 630	59 938	55 730	(7 900)	-12,4%
Total	224 380	230 108	246 228	21 848	9,7%
Fonds de roulement					
Encaisse	227 203	228 552	231 384	4 181	1,8%
Matériaux, combustibles et fournitures	94 238	91 674	92 961	(1 277)	-1,4%
Total	321 441	320 226	324 345	2 904	0,9%
TOTAL	8 207 291	8 317 365	8 472 676	265 385	3,2%

Source : pièce HQD-10, document 1, pages 3, 4 et 5

Immobilisations

Les immobilisations comptent pour 93 % de la base de tarification.

¹⁴² Requête amendée du Distributeur, page 8.

Le Distributeur rappelle que les investissements n'ont d'impact sur la base de tarification qu'au moment de la mise en service des projets d'investissement. Ainsi, malgré le fait que les investissements prévus pour 2005 totalisent 720,4 M\$, l'impact prévu sur la base de tarification pour l'année 2005 s'élève à 599,9 M\$¹⁴³.

Les travaux en cours, portant intérêt au taux du coût en capital autorisé par la Régie, sont exclus de la base de tarification jusqu'au moment de leur mise en service.

Dépenses non amorties et autres actifs

Les dépenses non amorties et autres actifs comprennent l'actif au titre des prestations constituées (auparavant appelé charge de retraite reportée) et les avantages complémentaires de retraite, les mesures de réduction de l'effectif, les actifs réglementaires (programmes commerciaux et PGEÉ) et le remboursement gouvernemental à la suite du verglas.

Les actifs réglementaires du Distributeur sont comptabilisés à titre de frais reportés et sont amortis linéairement sur une période de cinq ans à compter de l'année qui suit celle où ces frais sont encourus¹⁴⁴.

Les frais reportés liés au PGEÉ portent intérêt au taux du coût en capital autorisé par la Régie jusqu'au moment où ils sont inclus dans la base de tarification servant à établir les tarifs, soit l'année qui suit celle où ces frais ont été comptabilisés.

Fonds de roulement

Le fonds de roulement se compose des comptes suivants : encaisse ainsi que matériaux, combustibles et fournitures.

L'encaisse est calculée selon une étude *lead-lag*.

Hydro-Québec évalue ses stocks de matériaux, combustible et fourniture selon la méthode du coût moyen. Cette méthode consiste à attribuer à chaque article le coût moyen pondéré

¹⁴³ Pièce HQD-10, document 2, page 3.

¹⁴⁴ Pièce HQD-10, document 3, page 3.

de tous les articles semblables qui étaient en stock à l'ouverture de l'exercice et de tous ceux qui y ont été portés au cours de l'exercice.

La comptabilisation de l'inventaire des magasins d'Hydro-Québec se fait en temps réel lors de l'entrée ou de la sortie des marchandises¹⁴⁵.

CFR hors-base

Le Distributeur possède deux CFR hors-base, soit le compte portant sur le tarif BT et celui portant sur les achats d'électricité interruptible.

Présentement, des sommes sont accumulées seulement dans le compte portant sur le tarif BT et sont détaillées à la section 3.11.

3.13.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie approuve le solde de la base de tarification 2005, sous réserve des modifications apportées aux additions demandées dans la section précédente.

Elle demande au Distributeur de lui fournir, au plus tard le 10 mars 2005 à 12 h, les tableaux présentant les additions et la base de tarification de 2005 reflétant les modifications apportées par la présente décision.

De plus, la Régie demande au Distributeur de soumettre, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une étude *lead-lag* mise à jour.

3.14 REVENU REQUIS

3.14.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** présente un revenu requis de 9 257,9 M\$ détaillé ci-dessous et expliqué dans les sections précédentes.

¹⁴⁵ Pièce HQD-10, document 5, page 3.

TABLEAU 22
REVENU REQUIS

<i>(en M\$)</i>	2003	2004	2005	Différence	
	<i>(réel)</i>	<i>(réel -budget)</i>	<i>(projeté)</i>	2005-2003	
Achats d'électricité	4 505,8	4 517,8	4 690,4	184,6	4,1%
Service de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0	-	-
Distribution					
<i>Charges brutes directes</i>	847,2	888,8	902,2	55,0	6,5%
<i>Charges de services partagés</i>	391,5	376,6	370,2	(21,3)	-5,4%
<i>Coûts capitalisés</i>	(269,5)	(287,0)	(292,8)	(23,3)	8,6%
<i>Frais corporatifs</i>	32,5	35,4	36,0	3,5	10,8%
<i>Facturation interne émise</i>	(44,0)	(49,8)	(50,4)	(6,4)	14,5%
Charges d'exploitation	957,7	964,0	965,2	7,5	0,8%
Amortissement	432,4	455,2	468,0	35,6	8,2%
Taxes	104,2	106,3	102,4	(1,8)	-1,7%
Facturation externe	(55,7)	(54,7)	(54,1)	1,6	-2,9%
Autres charges de distribution	(8,9)	25,0	45,4	54,3	-610,1%
Rendement sur la base de tarification	666,3	664,2	734,8	68,5	10,3%
Ajustement pour correspondre à la révision au 1 ^{er} novembre 2004 du coût de la dette			(7,2)		
Total Distribution	2 096,0	2 160,0	2 254,5	158,5	7,6%
TOTAL	8 914,8	8 990,8	9 257,9	343,1	3,8%

Sources : pièce HQD-7, document 1, page 1, révision du 26 octobre 2004
et pièce HQD-11, document 1, page 3, révision du 1^{er} novembre 2004

Le Distributeur affirme que la croissance annuelle moyenne du revenu requis sur la période 2003 à 2005 est de 1,9 % et découle principalement d'éléments hors de son contrôle direct,

soit les approvisionnements postpatrimoniaux, les charges financières et la charge de retraite¹⁴⁶.

3.14.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans les sections précédentes, la Régie détaille son opinion sur les différentes charges reconnues dans le revenu requis.

La Régie estime qu'une correction de 18 M\$ doit être effectuée au coût du capital, tel qu'expliqué plus en détail à la section 3.10.

La Régie résume ainsi sa décision.

TABLEAU 23
ESTIMÉ DU REVENU REQUIS 2005

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Non reconnu</i>	<i>Reconnu</i>
<i>Autres charges directes</i>		15	
<i>Coût du capital</i>		18	
Revenu requis	9 258	33	9 225
Revenu selon les tarifs antérieurs *	9 123		9 123
Revenu additionnel requis	135	33	102

Ces montants sont estimés à partir de la preuve du Distributeur et ne tiennent pas compte des modifications à la base de tarification

** incluant les revenus de 515 M\$ provenant des contrats spéciaux*

Sources : pièce HQD-7, document 2, page 4 et pièce HQD-12, document 4, page 7

¹⁴⁶ Plan détaillé d'argumentation du Distributeur, page 3.

4. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

4.1 CADRE GÉNÉRAL

4.1.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** présente la répartition de son coût de service par catégorie de consommateurs pour les années 2003, 2004 et 2005. Cette répartition est réalisée selon la méthode approuvée par la Régie dans ses décisions D-2003-93 et D-2004-47 du dossier R-3492-2002.

Le Distributeur regroupe les changements méthodologiques en trois catégories. La première catégorie concerne les changements constituant soit des nouveaux éléments qui s'ajoutent à la répartition des coûts, soit des éléments qui n'avaient pas encore été examinés par la Régie dans le dossier R-3492-2002. Il s'agit des éléments suivants :

- réseaux autonomes;
- tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours;
- nouveaux éléments;
- coût des génératrices;
- usage interne et consommation des chantiers;
- TSP.

La deuxième catégorie concerne les changements qui constituent des modifications de la méthode de répartition par rapport à ce qui avait été présenté lors du dernier dossier tarifaire. Le Distributeur mentionne que tous ces sujets ont fait l'objet de discussions lors du dossier tarifaire précédent et au cours des rencontres du comité technique tenues au printemps 2004 qui avaient été autorisées par la Régie dans la décision D-2004-47. Ces sujets sont :

- classement entre la composante abonnement et puissance;
- frais corporatifs;
- encaisse du fonds de roulement;
- gestion des abonnements;
- frais de branchement.

Les autres éléments de changements à la méthode de répartition sont de nature informative; c'est-à-dire qu'ils n'ont aucun impact en valeur monétaire sur la répartition du coût du service. Il s'agit des éléments suivants :

- caractéristiques de consommation;
- facteurs de classement et de répartition.

Finalement, la preuve du Distributeur traite de la méthode de répartition des coûts de la fourniture patrimoniale et postpatrimoniale.

4.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

La présente décision traite uniquement des sujets présentés par le Distributeur dans le présent dossier et dont un certain nombre n'avait pas fait l'objet de décisions antérieures. Ces sujets correspondent aux attentes exprimées par la Régie dans sa décision D-2004-47.

La Régie est satisfaite du travail accompli par le comité technique. Plusieurs sujets d'importances, tels le traitement des réseaux autonomes et les facteurs de classement, ont été examinés par ce comité. À cet égard, la Régie constate qu'il y a eu peu de demandes de renseignements et de preuve fournies par les intervenants sur ces deux sujets. Elle en conclut qu'un tel comité technique a permis d'alléger le processus réglementaire tout en répondant adéquatement aux intérêts du Distributeur et des intervenants.

La Régie rappelle qu'en matière de méthode de répartition des coûts, seule la méthode relative au coût de transport n'a pas encore fait l'objet d'analyse approfondie. Comme mentionné dans sa décision D-2003-93, la Régie sera en mesure de se prononcer à ce sujet à la suite de l'examen de l'étude de l'allocation des coûts du Transporteur.

4.2 RÉSEAUX AUTONOMES

4.2.1 POSITION DES PARTIES

La méthode de répartition des coûts des réseaux autonomes n'a pas été abordée lors du dernier dossier tarifaire du Distributeur. Elle a été abordée en détail lors des rencontres du comité technique.

Depuis le dépôt du premier dossier tarifaire du **Distributeur**, aucun changement n'a été fait à la méthode de répartition des coûts des réseaux autonomes. En matière de répartition du coût de service, la base de tarification et le coût de prestation des fonctions des réseaux autonomes comprennent les fonctions Production, Transport, Distribution et SALC. Ces fonctions, comme le prévoit la Loi, s'insèrent donc dans le coût de service du Distributeur.

La méthode de répartition du coût de service des réseaux autonomes respecte essentiellement les hypothèses et les règles appliquées au réseau relié. D'abord, le classement par fonction se définit comme la séparation des montants de la base de tarification et du coût de prestation entre les fonctions Production, Transport, Distribution et SALC.

Une fois le coût de service réparti par fonction, chacun des montants est attribué aux composantes puissance, énergie, abonnement ou à une composante spécifique, selon le cas. Finalement, le coût de service classé selon les composantes est réparti par catégorie de consommateurs en fonction des facteurs de répartition basés sur les caractéristiques de consommation de chacune d'elle.

La base de tarification et le coût de prestation relatifs à la fonction Production sont classés selon un traitement spécifique qui fait appel à la fois à la puissance et à l'énergie de façon intégrée par l'utilisation de la formule utilisée pour l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale (facteurs d'utilisation et taux de pertes). Par ailleurs, lors des rencontres techniques, une analyse de sensibilité basée sur une méthode alternative, la méthode de classification comptable, a été produite. Diverses hypothèses ont été utilisées pour séparer les rubriques du coût de service entre la composante puissance et la composante énergie. Le résultat final montrait un faible impact de l'ordre de 2,8 M\$ additionnel au revenu requis de la catégorie de consommateurs Domestique par rapport au *statu quo*. En dernier lieu, la répartition des montants de la base de tarification et du coût de prestation de la fonction Production se fait à l'aide du F.U. et des taux de pertes du parc d'équipement des réseaux autonomes. Selon le Distributeur, cette méthode a l'avantage d'être en continuité avec la formule appliquée au réseau relié.

4.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur concernant la répartition des coûts des réseaux autonomes. Elle constate que les dépenses des réseaux autonomes, excluant celles de la fonction Production, sont de même nature que celles du réseau relié et, qu'en conséquence, la méthode de répartition du coût de service des réseaux autonomes respecte essentiellement les hypothèses et les règles appliquées au réseau relié.

En ce qui concerne la fonction Production, la Régie juge adéquat d'appliquer la formule utilisée pour la détermination des coûts de l'électricité patrimoniale. D'une part, les

paramètres utilisés pour le réseau autonome correspondent aux caractéristiques des consommateurs utilisateurs de ce réseau. D'autre part, l'analyse de sensibilité faite par le Distributeur montre qu'une méthode alternative aurait peu d'incidence sur les résultats.

Pour ces motifs, la Régie approuve les méthodes de répartition des coûts des réseaux autonomes telles que proposées par le Distributeur.

4.3 TARIFS DE GESTION DE LA CONSOMMATION ET DE SECOURS

4.3.1 POSITION DES PARTIES

Les tarifs de gestion de la consommation en vigueur sont le tarif BT, l'option d'électricité interruptible pour les clients du tarif L, les tarifs en temps réel MR et LR ainsi que le tarif LC. Les tarifs d'énergie de secours sont les tarifs LP, LD et GD. Dans sa méthode de répartition du coût de service, le **Distributeur** fait, pour les clients assujettis aux tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours, un traitement différent de celui des autres clients des tarifs réguliers.

Entre autres, en matière d'approvisionnement, la Loi fait une distinction pour l'ensemble de ces tarifs en les excluant de l'électricité patrimoniale. Ces tarifs sont donc approvisionnés sur les marchés en fonction de leurs caractéristiques de consommation. De plus, en matière de coûts de transport et de distribution, le Distributeur s'appuie sur les principes de conception des tarifs de ce type de clientèle pour déterminer les facteurs de répartition, et non sur les capacités effectives de ces clients. En conséquence, ces clientèles ne se voient allouer aucun coût de transport, seuls les coûts d'abonnement au réseau de distribution leur sont attribués.

Pour ce qui est du tarif BT, le Distributeur applique la décision D-2004-47. Le tarif de transition pour les usages de photosynthèse ne constitue plus un tarif de gestion de la consommation. Par conséquent, les coûts relatifs à cette clientèle sont intégrés dans les coûts des tarifs D et DM, compte tenu que l'ensemble de cette clientèle adhérera à terme au tarif D. Pour la clientèle restante du tarif BT, le Distributeur maintient la méthode de répartition des coûts présentée en phase 2 du dossier R-3492-2002, sauf en ce qui concerne la répartition des coûts de la fonction Ventes et commercialisation. Pour les années 2004 et 2005, aucun coût n'est attribué au tarif BT pour cette fonction, les montants relatifs à ces activités étant clairement identifiés et affectés directement au CFR.

En ce qui concerne l'option d'électricité interruptible, les crédits offerts par le Producteur sont directement transférés sur la facture des clients, ne faisant pas ainsi partie du revenu requis du Distributeur. Le programme étant neutre pour le Distributeur, les caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs ayant été interrompus sont par conséquent corrigées pour ne pas affecter la répartition du coût de service pour les années 2003 et 2004. Pour l'année 2005, aucun crédit n'est considéré en mode prévisionnel.

Il n'y a pas de volume de consommation prévu pour les tarifs LR et MR en 2005. Les niveaux de consommation marginale par rapport à la consommation de référence des tarifs MR et LR ont été de 30 GWh pour un montant de 2,8 M\$ en 2003 et de 18 GWh pour un montant de 1,6 M\$ en 2004. En ce qui a trait à la répartition des coûts, les coûts d'approvisionnement sur les marchés sont directement et exclusivement imputés à la clientèle visée.

Le Distributeur propose de traiter le tarif LC le cas échéant, puisque présentement il n'y a aucun client qui en bénéficie.

Pour les tarifs d'énergie de secours, le Distributeur mentionne que le coût de fourniture pour 2003 et 2004 était sujet à une entente entre le Producteur et le Distributeur. Pour l'année 2005, ce coût correspond au coût moyen de 8,06 ¢/kWh.

L'ACEF de Québec mentionne que, pour les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours, il est important que les coûts et les avantages que ces tarifs procurent au Distributeur soient clairement évalués. En effet, il importe de justifier correctement ces tarifs et de prouver qu'ils ne sont pas interfinancés par les clientèles régulières. Selon l'intervenante, cette preuve manque au dossier¹⁴⁷.

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie considère que la répartition des coûts du tarif BT est conforme à ce qui avait été demandé dans les décisions D-2004-47 et D-2004-170. En ce qui concerne les autres tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours, la Régie accepte les propositions du Distributeur. Cependant, la Régie demande au Distributeur de lui soumettre, le cas échéant, les méthodes de répartition des coûts pour tout nouveau tarif de gestion de la consommation et d'énergie de secours.

¹⁴⁷ Pièce ACEF-4, page 24.

4.4 NOUVEAUX ÉLÉMENTS

4.4.1 POSITION DES PARTIES

Coûts des génératrices

Les génératrices ont permis de répondre aux besoins de la clientèle du Distributeur lors de la réalisation de travaux afin d'assurer la continuité de service. Le **Distributeur** considère ces coûts comme un coût d'approvisionnement et en fait la répartition à l'ensemble des consommateurs sur la base du coût de fourniture en fonction de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale de chaque catégorie de consommateurs, excluant les tarifs de gestion de la consommation.

Usage interne et consommation des chantiers

Le Distributeur reçoit des revenus pour la vente d'électricité aux unités d'Hydro-Québec et pour la consommation d'électricité des chantiers. Chacune de ces unités est facturée au tarif correspondant à ses caractéristiques propres de consommation. Les revenus de ces unités permettent de récupérer les coûts de production, de transport et de distribution pour desservir cette clientèle. Les revenus prévus sont attribués directement à chacune des catégories tarifaires correspondantes.

TSP

La taxe sur le revenu brut a été remplacée à compter du 1^{er} janvier 2005 par la TSP. Le Distributeur propose de répartir cette taxe entre les fonctions, selon la valeur nette des immobilisations, excluant les actifs de soutien et les actifs incorporels. En ce qui concerne la fonction SALC, les montants sont attribués directement à la sous-fonction Mesurage, étant donné que seuls les actifs de mesurage sont affectés par la TSP.

4.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte les propositions du Distributeur en ce qui concerne le traitement de la TSP, du coût des génératrices et des coûts et revenus reliés aux fonctions Usage interne et consommation des chantiers. Elle considère que les propositions reflètent adéquatement le principe de la causalité des coûts.

4.5 MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES

4.5.1 POSITION DES PARTIES

Classement entre les composantes abonnements et puissance du réseau de taille minimale

À la suite à la décision D-2004-47, le **Distributeur** a examiné, en comité technique, les quatre sujets suivants concernant le classement par composante abonnement et puissance du réseau de taille minimale :

- trouver une méthode qui permettrait de diminuer l'impact d'une variation des coûts unitaires des équipements de remplacement sur le coût du réseau de taille minimale;
- déterminer un seuil de déclenchement pour la mise à jour de l'évaluation du réseau de taille minimale;
- quantifier la charge maximale admissible par client à partir d'un réseau de taille minimale;
- utiliser le nombre d'abonnements avec multiplicateur pour déterminer la composante abonnement du réseau de taille minimale.

Concernant le premier sujet, et afin de stabiliser les facteurs de répartition de la méthode du réseau de taille minimale dans le temps, le Distributeur propose de procéder à une moyenne des coûts unitaires de remplacement et ainsi lisser les résultats afin d'éviter des fluctuations trop importantes d'un dossier tarifaire à l'autre.

En ce qui concerne la détermination d'un seuil de déclenchement de l'évaluation du réseau de taille minimale, le Distributeur propose un intervalle de cinq ans ou une variation de 3 % de la proportion abonnement. Dans le but d'éviter des fluctuations dans le temps des résultats de la méthode, le Distributeur demande également à la Régie que l'application d'un seuil de déclenchement débute à l'année historique du présent dossier, soit 2003.

En ce qui concerne le troisième sujet, soit la quantification de la charge maximale admissible par client à partir d'un réseau de taille minimale, le Distributeur faisait part, lors de la rencontre technique, de la complexité inhérente au développement d'un modèle de simulation qui permettrait de quantifier la puissance véhiculée par un tel réseau. Selon le Distributeur, le calcul de la capacité d'un réseau de taille minimale ne pourra être raffiné suffisamment pour satisfaire les besoins de l'exercice au-delà de ce qui a été utilisé jusqu'à présent et expliqué en comité technique. Néanmoins, le Distributeur propose que soit

maintenue la charge de 1 kW par abonné qui a servi lors de la phase 2 du dossier R-3492-2002.

En ce qui concerne le dernier sujet, le Distributeur a convenu, en comité technique, que le nombre d'abonnés avec multiplicateur devait être utilisé comme critère de répartition du réseau de taille minimale pour la base de tarification et le coût de prestation. Cette modification permet de mieux harmoniser le traitement et de mieux refléter les liens de causalité.

L'**ACEF de Québec** appuie la proposition du Distributeur concernant l'utilisation des coûts unitaires moyens sur quelques années pour évaluer le coût des équipements du réseau de taille minimale afin de réduire la variabilité de ces paramètres. Concernant la révision des proportions abonnement/puissance, l'intervenante croit que le Distributeur devrait présenter les données les plus récentes à la Régie et aux intervenants et laisser juger la Régie, après que les intervenants aient pu se prononcer. De plus, l'intervenante mentionne qu'elle n'est pas du même avis que le Distributeur concernant l'utilisation du nombre d'abonnements avec multiplicateur. Elle propose que le nombre d'abonnements sans multiplicateur soit conservé¹⁴⁸.

Frais corporatifs

Le **Distributeur** propose de modifier la répartition des éléments suivants :

- la quote-part des frais corporatifs d'Hydro-Québec assumés par le Distributeur;
- la base de tarification et le coût de prestation des unités corporatives du Distributeur autres que la direction Approvisionnement en électricité;
- la base de tarification des unités support desservant la vice-présidence Réseau.

Pour les frais corporatifs d'Hydro-Québec assumés par le Distributeur, il est proposé que les montants soient attribués aux différentes fonctions dans une proportion de 50 %, selon les charges brutes directes, et de 50 % selon les immobilisations nettes excluant les actifs incorporels. Cette modification vise à refléter la méthode de répartition des frais corporatifs entre les unités principales d'Hydro-Québec retenue par la Régie dans sa décision D-2004-47.

Le traitement des unités corporatives du Distributeur, autres que la direction Approvisionnement en électricité, est modifié de façon à refléter l'utilisation des services

¹⁴⁸ Pièce ACEF-4, page 25.

selon les fonctions, tel que présenté dans les états financiers des unités relevant du président à la rubrique Imputations.

La base de tarification des unités support desservant l'ensemble de la vice-présidence Réseau est répartie entre les fonctions, selon les effectifs moyens. Les montants sont déterminés à partir d'une analyse des actifs pour l'année 2003. Selon le Distributeur, ce traitement permet d'augmenter le niveau de précision de la méthode de répartition du coût du service.

Encaisse du fonds de roulement

Bien que la Régie n'ait pas statué sur le sujet, le Distributeur propose de modifier la méthode de classement par fonction de l'encaisse conformément à ce qui a été discuté dans l'une des rencontres techniques. Dans le présent dossier, il est proposé que, pour la portion de l'encaisse associée aux achats d'électricité et de transport, les montants soient attribués à la fonction Autres.

Gestion des abonnements

Le Distributeur propose de déterminer les facteurs de répartition selon une moyenne mobile de trois ans pour les quatre sous-fonctions de la gestion des abonnements suivantes : Subtilisation, Réponse téléphonique, Plaintes et réclamations ainsi que Facturation. Pour lui, cette proposition constitue une solution plus appropriée afin d'éviter des fluctuations annuelles dans la répartition des coûts. Le nombre de dossiers traités, la charge de travail ou d'autres éléments, selon les catégories de consommateurs, peuvent varier d'une année à l'autre en fonction de facteurs particuliers.

En ce qui concerne la sous-fonction Relation avec le milieu, pour faire suite à la demande de la Régie dans sa décision D-2004-47, le Distributeur propose de répartir le coût de prestation et de la base de tarification relative à cette fonction sur la base des volumes d'énergie des catégories de consommateurs concernées.

Frais de branchements

Le Distributeur propose de répartir les revenus relatifs aux frais de branchements par catégorie de consommateurs entre le réseau relié et les réseaux autonomes, selon le nombre d'abonnements sans multiplicateur. Cette proposition fait suite aux recommandations d'OC

lors de la phase 2 du dossier R-3492-2002 de répartir directement ces revenus entre le réseau relié et les réseaux autonomes et compte tenu de la non-disponibilité des données pour effectuer un tel travail.

Impact des modifications proposées

L'impact de chacune des modifications sur la répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs est présenté au tableau suivant.

TABLEAU 24
IMPACTS DES MODIFICATIONS APPORTÉES
À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS - 2005

(en M\$)	Revenu requis avant ajustement	Composante abonnement du réseau de taille minimale	Frais corporatifs	Encaisse du fond de roulement	Gestion des abonnements	Frais de branchement	Ajustements cumulatifs	Revenu requis après ajustement
D	4 612,9	0,1	- 1,4	- 2,1	- 3,3	0,0	- 6,8	4 606,1
PMP	2 305,9	0,2	0,2	0,9	3,3	0,0	4,6	2 310,5
GP	2 348,5	- 0,3	1,2	- 1,0	0,0	0,0	- 0,1	2 348,4
Total	9 267,3	0,0	0,0	- 2,2	0,0	0,0	- 2,2	9 265,1

Source : pièce HQD-12, document 1, page 57

4.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte les propositions du Distributeur. Elle juge que ces modifications constituent des améliorations aux méthodes de répartition des coûts. Elle prend note que l'impact de ces changements méthodologiques sur le niveau des coûts alloués entre chacune des catégories tarifaires est faible.

Par ailleurs, la Régie note que les modifications des méthodes de répartition des coûts peuvent avoir un impact sur l'indice d'interfinancement. À cet effet, la Régie considère que ces modifications méthodologiques devraient être prises en compte dans l'évaluation de la balise relative à l'indice d'interfinancement qui a été fixé à 80,2 % pour l'année 2002. À titre d'exemple, une partie de l'écart entre l'indice d'interfinancement de l'année 2005 et la

balise fixée pour l'année 2002 s'explique par des modifications des méthodes de répartition des coûts.

La Régie considère important d'exclure les effets des modifications des méthodes de répartition des coûts lorsque l'on compare l'indice d'interfinancement observé avec la balise de l'indice d'interfinancement de 2002.

En conséquence, la Régie demande au Distributeur de faire un suivi au niveau de l'évolution de l'étude de la répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs pour chacune des années tarifaires, et ce, en utilisant uniquement des données budgétaires. De plus, elle demande au Distributeur de proposer une méthode permettant de mesurer et de suivre les effets des modifications des méthodes de répartition des coûts sur l'évaluation de l'indice de l'interfinancement.

La Régie est consciente que ce sujet peut comporter des aspects relativement complexes et techniques. Pour ce motif, elle demande au Distributeur de l'examiner plus en détail lors des travaux du comité technique qui traitera de la répartition des coûts de fourniture et de soumettre à la Régie une proposition lors du prochain dossier tarifaire.

4.6 FACTEURS DE CLASSEMENT

4.6.1 POSITION DES PARTIES

Le classement par fonction consiste à associer les différents postes comptables de la base de tarification et du coût de prestation aux différentes fonctions et sous-fonctions.

Le **Distributeur** mentionne qu'Hydro-Québec a mis en place un système d'information financière de gestion basé sur le progiciel SAP. Ce système prévoit notamment l'attribution des coûts complets à la plupart des fonctions utilisées à des fins réglementaires. La méthode de répartition utilise l'information financière de ce système conçu pour des fins de gestion interne pour effectuer le classement par fonction et sous-fonction.

Le Distributeur mentionne que, conformément à la décision D-2004-47, il explicite davantage les méthodes et le calcul des facteurs de classement et de répartition utilisés dans la méthode de répartition des coûts. De plus, lors des rencontres techniques, le Distributeur a

décrit la méthode de classement de la base de tarification et du coût de prestation. Le Distributeur présente, en annexe 5 de sa preuve, une définition technique et détaillée des facteurs de classement¹⁴⁹.

4.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans sa décision D-2004-47, la Régie avait reporté l'examen des facteurs de classement à un dossier ultérieur. À la lumière de la preuve présentée au dossier, la Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur. La Régie considère adéquate l'utilisation de l'information financière contenu dans le système d'information financière de gestion pour effectuer le classement par fonction et sous-fonction. En conséquence, la Régie approuve les facteurs de classements proposés par le Distributeur.

4.7 FOURNITURE PATRIMONIALE ET POSTPATRIMONIALE

4.7.1 POSITION DES PARTIES

Approvisionnement patrimonial et postpatrimonial

En matière de répartition de coûts, la fonction Production comprend le coût des approvisionnements en électricité que le Distributeur doit acquérir pour satisfaire les besoins des marchés québécois. Ce coût regroupe :

- l'approvisionnement associé au volume d'électricité patrimoniale;
- les approvisionnements pour les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale;
- l'approvisionnement associé à l'alimentation des clients des tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours.

L'atteinte du volume de consommation de l'électricité patrimoniale est prévue pour l'année 2005. En conséquence, de nouvelles considérations s'imposent relativement aux méthodes de répartition du coût de la fonction Production.

Le **Distributeur** rappelle que le décret 1277-2001, en ce qui concerne l'électricité patrimoniale, indique, notamment que « *le volume des pertes de transport et distribution d'électricité correspond à un taux annuel moyen de 8,4 % du volume d'électricité*

¹⁴⁹ Pièce HQD-12, document 4, pages 71 à 112.

patrimoniale, selon les prévisions de la consommation à l'horizon 2005 et les connaissances historiques des profils de consommation des marchés québécois ». Il est également indiqué que « *le fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité (...), jusqu'à concurrence de 178,86 térawattheures...* », soit le volume obtenu en considérant la consommation de 165 TWh et un taux de pertes de 8,4 %.

Le Distributeur prévoit un taux de pertes combiné de transport et de distribution de 7,5 % en 2005. Le Distributeur soumet que, compte tenu qu'il est prévu au décret que le fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité jusqu'à concurrence de 178,86 TWh, la révision du taux de pertes à 7,5 % pour 2005 implique que le volume d'électricité patrimoniale disponible aux clients qui y ont accès s'établit à 166,4 TWh. Le coût moyen qui en résulte pour 2005 est de 2,767 ¢/kWh.

Le Distributeur mentionne qu'il ne s'agit pas de modifier les valeurs inscrites dans la Loi. Les valeurs de 165 TWh sur le plan des ventes, avec un niveau de pertes de 8,4 % et un coût de 2,79 ¢/kWh pour un coût global de 4 603,5 M\$, demeurent les données de référence dans le calcul. Toutefois, selon lui, notamment pour des fins de répartition du coût de fourniture au niveau des ventes tout en tenant compte d'un taux de pertes actuel de 7,5 %, il est plus approprié d'utiliser, pour 2005, les données de 166,4 TWh et 2,767 ¢/kWh toujours pour un montant global de 4 603,5 M\$, ce qui, de son avis, ne change rien à l'engagement du Producteur. Le Distributeur mentionne qu'en matière d'approvisionnement, c'est l'ensemble de la clientèle québécoise qui en bénéficie. À cet effet, il indique que le volume de consommation patrimoniale, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale ainsi que la répartition par catégorie de consommateurs devront être revus chaque année, si nécessaire, en fonction du taux de pertes combiné de transport et de distribution.

Le Distributeur mentionne que le volume de consommation postpatrimoniale est déterminé par différentiel, c'est-à-dire en soustrayant le volume de consommation patrimoniale des ventes totales du Distributeur (excluant les tarifs de gestion de la consommation, d'énergie de secours, les réseaux autonomes, Rapide des Joachims et incluant l'usage interne). Pour l'année témoin projetée 2005, le volume de consommation postpatrimoniale s'établit ainsi à 2 063 GWh. Le Distributeur fournit, à titre illustratif, les quantités d'énergie mensuelle du bloc postpatrimonial pour l'année 2005. Les besoins mensuels de mai à octobre varient entre 0,29 et 0,42 MW, tandis que les besoins mensuels en hiver varient entre 0,13 et 0,26 MW¹⁵⁰.

¹⁵⁰ Pièce HQD-14, document 1, pages 25 et 26.

Le Distributeur explique sa stratégie d'approvisionnement des besoins de l'année 2005 en tenant compte du dépassement de l'électricité patrimoniale. Pour combler ces dépassements, le Distributeur a recours à des appels d'offres. Dans ces appels d'offres, les quantités et les produits recherchés sont déterminés à partir d'analyses des besoins à la marge de l'électricité patrimoniale. Des courbes de puissance classées des approvisionnements additionnels requis et des courbes de puissances maximales requises sont entre autres utilisées pour définir les produits. À cet effet, il mentionne que différents types de produits sont disponibles sur le marché (transactions 24 heures, en pointe, mensuelles, trimestrielles, annuelles, etc.)¹⁵¹. De plus, il mentionne qu'il visera à maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale tout en excédant le moins possible la courbe des bâtonnets patrimoniaux prévus au décret, puisque ces dépassements seront assujettis à une tarification qui sera prévue à l'entente cadre avec le Producteur¹⁵².

Méthode de répartition des coûts d'approvisionnement

Le **Distributeur** propose un traitement global pour répartir les coûts d'approvisionnement entre les différentes catégories de consommateurs. Cette méthodologie consiste en un traitement pour l'électricité postpatrimoniale identique à ce qui se fait au niveau de l'électricité patrimoniale. Selon la proposition du Distributeur, les mêmes facteurs d'utilisation et les mêmes taux de pertes sont appliqués aux volumes de consommations patrimoniale et postpatrimoniale, selon la formule de répartition déjà approuvée par la Régie dans sa décision D-2002-221¹⁵³. Ces facteurs d'utilisations et taux de pertes étant établis sur une base annuelle.

Le Distributeur fait valoir les arguments suivants pour justifier le traitement global par opposition à un traitement marginal :

- seul traitement qui respecte l'esprit de l'article 52.2 de la Loi¹⁵⁴;
- en continuité avec les décisions précédemment rendues par la Régie;
- en continuité avec le traitement actuel de l'électricité patrimoniale qui intègre l'application de la formule prenant en considération les facteurs d'utilisation et les taux de pertes;
- basée sur le coût moyen;

¹⁵¹ Pièce HQD-15, document 2.2, page 5.

¹⁵² Pièce HQD-14, document 5.1, pages 3 à 5.

¹⁵³ Dossier R-3477-2001, 21 octobre 2002.

¹⁵⁴ Pièce HQD-12, document 1, page 18.

- uniformité des coûts sans égard aux dates d'arrivée sur le réseau, ce qui signifie qu'il n'y a pas « de premier arrivé et de premier servi »;
- en harmonie avec les contraintes du Distributeur qui gère les approvisionnements en fonction de la courbe globale de la demande.

En ce qui concerne la méthode de répartition alternative dite de « traitement à la marge », le Distributeur fait valoir qu'un tel scénario consisterait à fixer une seule fois pour les années à venir le coût de fourniture et les volumes de consommation par catégorie de consommateurs pour l'électricité patrimoniale. Pour le Distributeur, cette méthodologie aurait inévitablement pour incidence de traiter distinctement le coût de fourniture postpatrimoniale du reste de la fourniture. Cette méthode rendrait statiques les caractéristiques de consommation de l'électricité patrimoniale de l'année 2005, alors que les caractéristiques de l'ensemble des ventes du Distributeur continueraient d'évoluer au fil des années. Les caractéristiques de l'électricité postpatrimoniale seraient ainsi déterminées par différentiel avec des résultats différents de ceux du réseau. De ce fait, le Distributeur est d'avis que ce traitement rendrait impossibles l'application de la formule et le calcul des caractéristiques de l'électricité postpatrimoniale utilisés jusqu'à présent pour l'électricité patrimoniale.

Pour l'**ACEF de Québec**, la proposition du Distributeur d'utiliser un seul F.U. et un seul taux de pertes par catégorie de clientèles, afin de répartir les coûts globaux d'approvisionnement, ne respecte pas dans ce sens le texte de la Loi ni son esprit. De l'avis de l'intervenante, pour respecter le sens de la Loi, le volume de consommation patrimoniale devrait être déterminé pour chaque catégorie de consommateurs.

Pour l'intervenante, faire une répartition normalisée du volume patrimonial ne constitue pas un traitement inéquitable qui empêche les nouveaux entrants de profiter du volume patrimonial. En fait, les nouveaux entrants profiteraient du volume patrimonial qui est alloué à la catégorie de consommateurs à laquelle ils appartiennent, tout en faisant accroître le volume postpatrimonial qui serait à répartir entre tous les clients de cette même catégorie¹⁵⁵.

L'**AIEQ** se questionne sur la justification d'un traitement global pour les deux blocs de fourniture d'énergie dont les composantes ont des caractéristiques physiques bien distinctes en puissance ainsi qu'en énergie et surtout dont les coûts sont fort différents. Elle soumet que la proposition du Distributeur ne répond pas au principe de causalité des coûts¹⁵⁶.

¹⁵⁵ NS, volume 10, pages 207 et 208.

¹⁵⁶ Pièce AIEQ-4, page 23.

L'intervenante soulève que la répartition du bloc d'énergie patrimoniale entre les différentes catégories tarifaires s'est effectuée de façon naturelle dans une structure de marché de l'électricité à maturité. En conséquence, elle recommande d'allouer sans discrimination l'électricité patrimoniale selon la répartition effective observée au moment de l'atteinte de ce bloc, soit en 2005.

Au-delà de la consommation d'énergie patrimoniale, chaque catégorie de consommateurs devrait assumer sa part des coûts, soit les coûts reliés aux volumes additionnels exigés par chaque catégorie et les coûts reliés aux caractéristiques, puissance et énergie. Selon l'intervenante, cette méthode de répartition spécifique des deux blocs de fourniture distincts répond en tous points aux critères d'équité et d'impartialité.

L'intervenante mentionne que dans sa proposition il n'y a pas une source de conflit intergénérationnel. Selon elle, cette proposition procure un traitement égal pour tous les consommateurs d'une même catégorie tarifaire, qu'ils soient anciens ou nouveaux. Un tarif identique pour des caractéristiques de consommation semblables. En ce sens, elle soumet que sa proposition est non seulement équitable et impartiale, mais répond en tout point au principe d'utilisateur payeur¹⁵⁷.

AQCIE/CIFQ appuie sans réserve l'opinion de son expert qui recommande l'approbation de la proposition du Distributeur. De l'avis de l'intervenant, c'est la seule méthode conforme à la Loi. De plus, il mentionne que ce principe est adopté dans plusieurs juridictions.

Par ailleurs, concernant le traitement à la marge, l'intervenant mentionne que cette méthode est injustifiable d'un point de vue opérationnel et juridique, mais également tout à fait inéquitable envers les catégories de consommateurs concernées¹⁵⁸. Pour lui, ce traitement ne reflète pas les principes de la causalité des coûts et d'équité. Il souligne qu'une telle approche nécessiterait un traitement complexe d'analyse¹⁵⁹.

FCEI/ASSQ propose de retenir la méthode d'allocation de l'énergie postpatrimoniale proposée par le Distributeur pour le présent dossier puisque, pour 2005, le volume d'électricité postpatrimoniale représente une faible proportion de l'électricité patrimoniale. Cependant, il mentionne que cette proportion augmentera au fil des ans et, en conséquence,

¹⁵⁷ NS, volume 11, pages 124 à 128.

¹⁵⁸ Pièce AQCIE-CIFQ-1, pages 2 et 3.

¹⁵⁹ Pièce AQCIE-CIFQ-2, page 1.

recommande qu'un suivi des besoins énergétiques de chaque classe tarifaire soit fait dans le futur, afin de s'assurer que la méthode d'allocation utilisée est toujours la bonne¹⁶⁰.

OC conclut que le traitement global alloue une proportion des coûts démesurée et injuste aux clients résidentiels et que ce traitement ne respecte pas les principes de causalité de coûts ou d'équité. L'intervenante est d'avis qu'il existe d'autres méthodologies permettant de répartir les coûts reliés à la fourniture d'électricité postpatrimoniale de manière à mieux refléter la causalité des coûts et qui respectent davantage le principe d'équité.

OC est d'avis que la structure des coûts de fourniture de l'électricité postpatrimoniale est différente de celle de l'électricité patrimoniale et que les caractéristiques de consommation reliées à ces deux blocs diffèrent de façon importante. Cependant, l'intervenante soumet qu'elle ne dispose pas des données suffisantes lui permettant de confirmer cette analyse afin de pouvoir faire un choix judicieux quant à la méthodologie de répartition des coûts reliés à la fourniture d'électricité postpatrimoniale.

En conséquence, comme solution intermédiaire, OC propose d'accepter, pour 2005, le traitement global pour la répartition des coûts de fourniture reliés à l'électricité postpatrimoniale. Mais elle demande que, dans le prochain dossier tarifaire, une analyse plus approfondie d'autres options possibles soit conduite par le Distributeur¹⁶¹.

En réplique, le **Distributeur** fait valoir qu'il ne considère pas sa proposition comme étant une solution temporaire et que le dossier sur le sujet est complet. De plus, il mentionne que, selon lui, il n'y a pas d'autres approches méthodologiques que les approches moyenne et à la marge. Il n'y a que des variantes de chacune de ces approches.

Selon l'**UC** la proposition du Distributeur favorise la non-transparence et confond les coûts entre les catégories de consommateurs. Cette proposition modifie le volume de l'électricité patrimoniale chaque année au gré des demandes les plus fortes d'une catégorie de consommateurs et au profit de cette dernière. À cet égard, l'**UC** mentionne que la simplicité d'une méthode et que les contraintes de gestion des approvisionnement ne sont pas des arguments valables pour ne pas répartir les coûts correctement.

En ce qui concerne la répartition de l'électricité patrimoniale, l'intervenante soumet que l'électricité patrimoniale est un avoir fixé dans le temps et qui a une valeur pécuniaire donnée. Pour l'intervenante, si l'énergie patrimoniale doit avoir un sens du point de vue du

¹⁶⁰ Pièce FCEI-ASSQ-6, page 11; plaidoyer de FCEI/ASSQ, page 33.

¹⁶¹ Plan d'argumentation d'OC, pages 12 à 15.

consommateur, c'est bien celui de garantir un volume d'énergie patrimoniale à un coût qui reflète l'état des approvisionnements au moment où il est fixé.

L'intervenante demande à la Régie de considérer le traitement marginal dans son choix de méthode de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale. Elle mentionne que cette approche est conforme à la Loi et assure l'uniformisation des tarifs par catégorie de consommateurs.

En réplique, le **Distributeur** rappelle qu'il n'y a aucun appariement possible entre la gestion des approvisionnements et les catégories de consommateurs. Selon lui, tenter d'identifier des volumes par catégorie de consommateurs à l'intérieur des contrats serait une contrainte additionnelle et totalement inutile en matière de gestion des contrats d'approvisionnement.

4.7.2 OPINION DE LA RÉGIE

Approvisionnement patrimonial

En 2005, en raison d'une modification du taux de pertes combiné de transport et de distribution, le volume d'électricité patrimoniale, dont dispose le Distributeur, est de 166,4 TWh à un prix de 2,767 ¢/kWh. Ce volume total disponible pourra varier au fil des ans en fonction du réajustement du taux de pertes anticipé par le Distributeur.

Méthode de répartition des coûts d'approvisionnement

La Régie considère restrictive l'interprétation que fait le Distributeur de l'article 52.2 de la Loi. Elle est d'avis que la Loi permet le recours à des méthodes de répartitions différentes pour des blocs d'approvisionnements différents, dans la mesure où ces méthodes reposent toutes sur les caractéristiques de consommation, c'est-à-dire les facteurs d'utilisation et les taux de pertes, des catégories de consommateurs. La Régie veut explorer des alternatives afin d'arriver à une solution qui respecte à la fois l'esprit et la lettre de Loi.

Une fois atteint le volume maximal de consommation patrimoniale, la Loi prévoit que c'est le gouvernement qui fixe le coût de la fourniture patrimoniale alloué à chaque catégorie de consommateurs (annexe 1 de la Loi). Pour ce qui est du volume d'électricité postpatrimoniale, la Loi mentionne que les coûts de ce dernier doivent être alloués aux différentes catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation. Toutefois, la Loi ne précise pas si le traitement retenu par la Régie pour la répartition de ces coûts d'approvisionnement postpatrimonial doit être identique ou différent de celui du bloc

patrimonial. La Régie doit donc examiner les avantages et les inconvénients de chacune des méthodes possibles. Ultimement, la Régie doit décider quelle méthode correspond le mieux à l'esprit de la Loi, tout en satisfaisant adéquatement aux principes de causalité, d'applicabilité et de simplicité. Cependant, la Régie est d'avis que, dans le choix qu'elle doit faire, le critère de causalité doit primer sur le critère de simplicité.

La Régie juge qu'une telle décision comporte des enjeux et des conséquences d'importance en matière de répartition des coûts. Cette décision aura, à terme, une incidence marquée sur l'importance des coûts devant être supportés par chacune des catégories de consommateurs. La Régie rappelle qu'à l'heure actuelle, les coûts de fourniture représentent déjà plus de 50 % du revenu requis du Distributeur. L'introduction graduelle de la fourniture postpatrimoniale, acquise au prix du marché, ne fera qu'accroître au fil des ans le poids de la fourniture dans le revenu requis du Distributeur. Dans ce contexte, il est important que la méthode retenue capte, le plus fidèlement possible, les liens de causalité entre les coûts de fourniture et les clients pour lesquels ces coûts sont encourus. La Régie juge que, dans la mesure où ces coûts se refléteront dans les tarifs, cela assurera le meilleur signal de prix.

Pour répartir les coûts de fourniture en mode prévisionnel, la Régie considère que la stratégie et le plan d'approvisionnement du Distributeur doivent d'abord être examinés. En effet, c'est à partir de ce plan que sont identifiés les produits nécessaires pour combler les besoins, tant en puissance qu'en énergie, des clients du Distributeur. De l'avis de la Régie, les méthodes de répartition du coût de fourniture devraient refléter le plus fidèlement possible la stratégie d'approvisionnement de manière à établir un appariement entre les caractéristiques de consommation des différentes catégories tarifaires et les produits utilisés pour satisfaire ces besoins.

Considérant le témoignage du Distributeur en matière de stratégie d'approvisionnement, la Régie retient que le Distributeur dispose d'abord du bloc d'énergie patrimoniale, dont il tente d'optimiser l'utilisation. Parallèlement, il procède par appels d'offres pour s'assurer de la disponibilité des approvisionnements requis qui excèdent l'électricité patrimoniale pour satisfaire les besoins de l'ensemble de sa clientèle. Ces besoins sont établis, notamment en fonction du différentiel entre la courbe de puissance classée prévue pour les marchés québécois et celle du bloc patrimonial. Le Distributeur mentionne qu'il existe plusieurs produits disponibles sur le marché pour satisfaire les besoins au-delà de l'électricité patrimoniale, soit les produits de base, de pointe, modulables, cyclables, etc.

La Régie est d'avis que le bloc d'électricité patrimoniale constitue un produit ayant des caractéristiques bien spécifiques en termes de puissance et d'énergie pour les 8 760 heures de l'année. La Régie retient que ce produit, compte tenu de ses caractéristiques propres et de

la nature de la courbe de puissance classée établie au décret 1277-2001, est peu coûteux par rapport aux prix pratiqués sur le marché et qu'il permet de satisfaire, jusqu'à concurrence d'un volume de 178,86 TWh, les besoins traditionnels des clientèles qui composent les marchés québécois.

Le profil de consommation global du Distributeur pourrait, au fil du temps, différer significativement des spécificités et caractéristiques propres du produit patrimonial établies au décret 1277-2001. D'ailleurs, pour l'année 2005, la Régie constate que les besoins en électricité postpatrimoniale sont davantage concentrés durant les mois d'été ou les périodes hors-pointe et, qu'en conséquence, le profil de consommation associé au bloc d'énergie postpatrimoniale est significativement différent de celui du bloc patrimonial. La Régie est d'avis, que dans ce contexte, le traitement global proposé par le Distributeur pourrait ne pas permettre de refléter adéquatement la causalité des coûts.

La Régie note, à titre illustratif, que le Distributeur a fait, et fera dans le futur, des appels d'offres pour des blocs d'énergie éolienne. Ces blocs d'énergie ont un F.U. inférieur à 40 % et fournissent de la puissance intermittente. Concomitamment, le Distributeur a fait l'acquisition d'un bloc d'énergie de source thermique auprès de TransCanada Énergie. Ce dernier bloc d'énergie a un F.U. de plus de 90 % et fournit de la puissance garantie. Ces cas particuliers illustrent la différence entre le bloc patrimonial, caractérisé par un F.U. de 67 %, et les caractéristiques des différents produits qui constitueront les approvisionnements postpatrimoniaux. Une méthode de répartition par produit permettrait de tenir compte de ces caractéristiques dans l'allocation du coût de fourniture postpatrimoniale.

Le traitement proposé par le Distributeur, lorsqu'il est appliqué à ces produits, a pour conséquence de leur imputer, indistinctement et nonobstant leurs caractéristiques propres, une composante puissance d'environ 33 %. Ce résultat étant la conséquence de l'application de la méthode utilisée pour la répartition du coût de fourniture du bloc patrimonial, qui établit que la composante puissance du produit dont elle fait la répartition est égale à 1 moins le F.U. de l'ensemble de la charge du Distributeur.

Contrairement à ce qu'ont soutenu certains participants à l'audience, la Régie est d'avis qu'une méthode de répartition qui traite distinctement les blocs patrimonial et postpatrimonial ne remet pas en question l'uniformité tarifaire et n'entraîne pas de discrimination entre les nouveaux et les anciens clients. Un tel traitement aurait pour conséquence d'allouer un seul coût de fourniture par catégorie tarifaire et celui-ci s'appliquerait de façon uniforme à tous les clients d'une même catégorie, indépendamment de leur date d'arrivée comme client du Distributeur. Le coût de fourniture alloué à chaque

catégorie de consommateurs serait, en pareil cas, constitué de la somme des coûts de fourniture patrimoniale et postpatrimoniale.

Pour ces motifs, compte tenu de l'importance du coût de fourniture dans le revenu requis du Distributeur et de l'incidence qu'aura au cours des prochaines années la méthode de répartition retenue sur les coûts de fourniture alloués à chacune des catégories de consommateurs, la Régie, à ce stade-ci, n'est pas disposée à statuer de façon définitive sur la méthode proposée par le Distributeur.

Cependant, pour des raisons pragmatiques et compte tenu de la faible incidence sur les coûts de fourniture alloués à chaque catégorie de consommateurs pour l'année 2005, la Régie accepte la proposition du Distributeur pour le présent dossier.

La Régie considère que les méthodes alternatives n'ont pas été évaluées à leur juste valeur dans le présent dossier. En conséquence, elle demande au Distributeur de développer une méthode de répartition des coûts de fourniture qui consistera à répartir distinctement les coûts du bloc d'électricité patrimoniale de ceux du bloc postpatrimonial.

Pour développer cette méthode de répartition, la Régie demande au Distributeur de créer un comité technique qui explorera les différentes avenues possibles et qui réalisera une analyse des avantages et des inconvénients des approches alternatives. Plus spécifiquement, ce comité technique devra aborder les points suivants :

- établir une ou des méthodes de répartition des coûts de fourniture postpatrimoniale qui reposent sur les caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs utilisateurs de ces blocs d'approvisionnement, tout en tenant compte des caractéristiques propres (composantes puissance et énergie) des produits d'approvisionnement utilisés;
- déterminer une méthode de fixation des pourcentages de répartition du bloc patrimonial par catégorie de consommateurs qui permette d'approximer le mieux possible, en puissance et en énergie, la courbe de puissance classée patrimoniale, tel que défini par le décret 1277-2001;
- définir des modalités d'ajustement des pourcentages de répartition du bloc patrimonial dans l'éventualité où, pour une année donnée, les volumes d'électricité patrimoniale consommés par une catégorie de consommateurs seraient inférieurs au volume octroyé initialement.

Dans le prochain dossier tarifaire, le Distributeur devra déposer, pour examen, une nouvelle proposition de méthode de répartition des coûts de fourniture ainsi que les résultats de l'analyse des avantages et des inconvénients des différentes méthodes.

5. STRUCTURES TARIFAIRES ET FRAIS DE SERVICE DE NATURE ADMINISTRATIVE

5.1 STRUCTURES DES TARIFS DOMESTIQUES

5.1.1 POSITION DES PARTIES

Dans le cadre du présent dossier, le **Distributeur** ne demande aucune modification des structures tarifaires et des frais de service de nature administrative. Faisant suite à la décision D-2004-64¹⁶², le Distributeur a tenu des rencontres techniques sur ces deux sujets en mai et juin 2004 et il présente, dans ce dossier, un cadre d'analyse et différents scénarios relatifs à l'évolution des structures de chacun de ses tarifs de base.

Le Distributeur précise que les modifications aux structures tarifaires analysées n'affectent pas l'interfinancement entre les tarifs applicables à différentes catégories de consommateurs et respectent les principes tarifaires reconnus et suivis, soit :

- refléter la structure des coûts du service;
- donner un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique;
- simplicité, équité, continuité et stabilité tarifaire.

Il existe quatre tarifs domestiques, D, DM, DT et DH, ceux-ci ayant pour base le tarif D. La structure du tarif D comporte quatre composantes :

- la redevance d'abonnement, exprimée en ¢/jour, est la composante fixe des tarifs domestiques. La redevance couvre les frais de SALC (relève des compteurs, facturation, encaissement, recouvrement, subtilisation, réponse téléphonique, plaintes et réclamations, relations avec le milieu) et les frais de mesurage (acquisition, installation et entretien des appareils de mesurage). Ces coûts sont liés avant tout au nombre de clients desservis et ne varient pas avec la consommation d'énergie;
- la première tranche d'énergie couvre les usages de base (éclairage, électroménagers, chauffe-eau) avec un seuil de 30 kWh par jour;
- la seconde tranche, considérée comme plus élastique par le Distributeur, couvre les usages à la marge des besoins de base, principalement les besoins de chauffage en hiver et de climatisation en été;
- la prime de puissance au tarif D ne s'applique qu'aux clients ayant des appels de puissance supérieurs à 50 kW au cours de la période d'hiver, c'est-à-dire du

¹⁶² Dossier R-3492-2002.

1^{er} décembre au 31 mars. Le seuil de 50 kW est associé à une entrée électrique supérieure à 200 ampères et vise une clientèle capable de gérer sa puissance en hiver. Selon le Distributeur, tout en favorisant une meilleure gestion de la charge en pointe, la prime de puissance joue un rôle équivalent à celui d'une troisième tranche de consommation, c'est-à-dire qu'elle permet d'appliquer un prix plus élevé pour la consommation à la marge de la deuxième tranche au-delà de 130 000 kWh/an.

Compte tenu du cadre d'analyse des structures tarifaires, le Distributeur soumet que les tarifs domestiques pourraient évoluer selon les encadrements suivants :

- geler la redevance, c'est-à-dire faire porter les hausses tarifaires éventuelles sur les autres composantes du tarif;
- maintenir le seuil de 30 kWh par jour de la première tranche de consommation;
- viser un écart de prix entre la première et la deuxième tranche qui reflète l'écart de coûts entre ces deux tranches. L'écart actuel est de 26 %, le Distributeur évalue qu'il pourrait se situer entre 34 % et 50 %. Conséquemment, afin de favoriser les bons comportements et choix énergétiques, les prochaines hausses tarifaires pourraient porter davantage sur la deuxième tranche que sur la première;
- accentuer l'utilisation de la prime de puissance comme troisième tranche, notamment en introduisant une telle composante à la structure du tarif DT.

L'**ACEF de Québec**¹⁶³ soumet que les modifications envisagées affecteront plus fortement les ménages plus nombreux, que la proportion de personnes affectées par des hausses supérieures à 2 % dépassera les 39,2 % évalués par le Distributeur. L'intervenante considère que les affirmations du Distributeur voulant que les besoins de base varient peu selon les saisons et que la seconde tranche correspond aux besoins de chauffage apparaissent incorrectes et méritent d'être relativisées, sans quoi de fausses conclusions ou recommandations en seront tirées. Elle rejette la proposition de modulation des hausses tarifaires et demande que la structure tarifaire des tarifs domestiques soit conservée intégralement et que les prochaines hausses tarifaires soient appliquées de manière uniforme sur toutes les composantes dudit tarif. Elle soutient que la solution optimale demeure une structure tarifaire à progressivité limitée ou restreinte.

FCEI/ASSQ¹⁶⁴ considère que, pour les prochaines années, vu l'effet important sur les tarifs des coûts d'approvisionnement postpatrimonial, le signal recherché est de diminuer la

¹⁶³ Pièce ACEF-2, pages 8 à 13; pièce ACEF-3, page 3, réponse 1.1.

¹⁶⁴ Pièce FCEI-ASSQ-3, pages 8 à 10.

croissance de la demande québécoise. FCEI/ASSQ est en accord avec le cadre d'analyse du Distributeur, mais propose d'aller plus rapidement. L'intervenant soumet que les effets tarifaires découlant des hausses de la consommation étant déjà en cours, il faut pouvoir agir rapidement afin d'avoir l'effet le plus fort possible sur les choix des consommateurs, tout en cherchant à limiter les impacts sur les clients les plus affectés. En ce sens, afin de faire porter davantage de coûts sur la partie variable du tarif, il recommande :

- de réduire de 2 % par année la redevance sur les tarifs domestiques jusqu'à ce qu'il y ait une adéquation parfaite entre coûts et revenus de redevance et, par la suite, fixer la redevance au niveau permettant de recouvrer les coûts qui y sont associés;
- d'atteindre un écart entre la première et la seconde tranche de 34 % en trois ans et de 50 % en huit ans.

En argumentation, FCEI/ASSQ soumet que, l'élément le plus coûteux pour les prochaines années étant l'énergie, la Régie doit s'assurer que les consommateurs reçoivent un message clair à cet effet par la tarification.

Le **GRAME**¹⁶⁵ soutient que maintenir le *statu quo* est inacceptable. Selon cet intervenant, il est clair que des hausses tarifaires modulées avantageraient globalement les ménages à faible revenu. Pour atteindre une structure tarifaire favorisant l'efficacité énergétique et l'équité sociale, il recommande :

- de baisser la redevance de 10 à 15 %;
- d'accroître le seuil délimitant les 1^{er} et 2^e paliers;
- d'ajouter un 3^e palier de consommation;
- de faire porter davantage les hausses tarifaires sur le 2^e palier et surtout, le cas échéant, sur le 3^e palier.

Finalement, le GRAME recommande que le Distributeur suive de près la transition amorcée en Ontario vers un système de tarification différenciée. L'objectif étant de déterminer si cela constitue une tarification optimale et transposable au Québec. Si c'est le cas, le Distributeur pourrait envisager la mise en place de compteurs intelligents auprès de sa clientèle résidentielle.

Pour ce dossier, **OC**¹⁶⁶ considère que le choix de 30 kWh comme limite de la 1^{re} tranche est acceptable. Un écart de prix de 34 % entre les deux tranches serait approprié pour

¹⁶⁵ Pièce GRAME-1, document 1, pages 3 et 4.

¹⁶⁶ NS, volume 10, pages 48 et 49; plan d'argumentation d'OC, pages 18 à 20.

commencer, mais un écart de 50 % pourrait mieux satisfaire les deux principes relatifs au coût de service et à l'efficacité énergétique. Elle recommande que, dès cette année, des modifications soient apportées à la prime de puissance afin de refléter davantage le coût évité relatif aux usages de chauffage pour les grands appels de puissance.

OC soumet que les coûts utilisés pour établir le différentiel entre les deux tranches ne sont pas nécessairement en accord avec ceux ressortant de l'allocation des coûts présentée par le Distributeur dans le dossier R-3492-2002, méthode en développement et dont les résultats devraient être déposés dans le dossier actuel. Elle soutient que le Distributeur n'a pas démontré que 30 kWh étaient la limite optimale de la 1^{re} tranche qui devrait refléter le coût du service correspondant à l'usage sans chauffage et que la redevance ne reflète pas les coûts fixes qui lui sont attribués dans l'étude d'allocation des coûts. OC conclut qu'il est nécessaire de clarifier et mettre à jour les résultats de l'étude d'allocation des coûts avant de conclure de façon définitive sur le sujet des modifications tarifaires.

Le **RNCREQ**¹⁶⁷ soumet que le groupe de travail a dressé un large portrait qui n'offre aucune vision. Quoique le Distributeur allègue la nécessité de lancer les bons signaux de prix, entre autres, en regard de la croissance importante de la consommation observée dans toutes les catégories de clientèles, l'intervenant relève une certaine contradiction à viser le *statu quo*. Tout en étant sensible à la situation des ménages à faible revenu, le RNCREQ soumet qu'il est important d'amorcer des modifications.

SÉ/AQLPA¹⁶⁸ est, en général, en accord avec les principes tarifaires mis de l'avant par le Distributeur. Il propose de modifier les tarifs dès cette année, d'autant plus qu'il n'y aura jamais de bonne année où il n'y aura aucune augmentation tarifaire pour le faire. **SÉ/AQLPA** fait valoir que plus cette réforme est appliquée tôt, plus on pourra bénéficier de la synergie entre cette réforme et les autres signaux qui sont donnés par le Distributeur, notamment l'augmentation des mesures d'efficacité énergétique disponibles. L'intervenant recommande de :

- baisser la redevance de 25 %;
- maintenir inchangé le tarif de la première tranche;
- faire porter la hausse tarifaire uniquement sur la seconde tranche;
- faire passer en quatre ans (plutôt qu'en quelque huit ans comme le propose le Distributeur) la prime de puissance au-delà de 50 kW en hiver, de 3,21 \$/kW à 10,20 \$/kW.

¹⁶⁷ NS, volume 10, pages 248 à 254.

¹⁶⁸ Pièce **SÉ-AQLPA-2**, document 1, pages 2 à 5.

L'UC¹⁶⁹ considère prudent et raisonnable le maintien des structures actuelles des tarifs pour l'année tarifaire 2005-2006. L'intervenante considère que le Distributeur n'a pas réussi à démontrer la justesse de sa répartition des coûts entre les deux tranches du tarif D et que des modifications aux structures tarifaires du tarif D ne devraient pas être faites avant d'avoir en main les coûts réels découlant de l'application de méthode de répartition éprouvées et reconnues par la Régie. L'UC insiste sur l'importance de l'exercice d'allocation des coûts comme base à une discussion sur les modifications raisonnables, afin d'en arriver ensuite à décider de la structure tarifaire optimale qui corresponde à l'intérêt public.

5.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie souscrit aux principes tarifaires énoncés par le Distributeur. Le premier de ces principes veut que les tarifs reflètent la structure des coûts du service. La preuve démontre que, tout en permettant de mieux respecter la structure des coûts, certaines modifications conduiraient à améliorer le signal de prix et favoriser l'efficacité énergétique. Cependant, ces modifications tarifaires pourraient entraîner pour certains clients d'un même tarif une hausse supérieure à la hausse uniforme appliquée à l'ensemble des tarifs.

La Régie est sensible à la situation des clients à faible revenu. Toutefois, elle note l'absence de consensus chez les intervenants ayant pour mission la protection de cette clientèle. Par ailleurs, il n'y a pas de preuve au dossier démontrant que les tarifs actuels ne respectent pas les principes que doit suivre le Distributeur dans l'établissement des tarifs.

La Régie rappelle également que l'examen des méthodes de répartition des coûts n'est pas complété. Particulièrement, les décisions à venir relativement à la répartition des coûts de fourniture et de transport du Distributeur auront une incidence importante sur les coûts alloués aux tarifs domestiques. À elles seules, ces deux composantes représentent environ 75 % des coûts de service du Distributeur. Pour le moment, la Régie opte donc pour la prudence en matière de correction des structures tarifaires. Lorsque les méthodes de répartition des coûts du Distributeur feront l'objet d'une structure plus définitive, le Distributeur pourra préciser les modifications tarifaires nécessaires en vue d'améliorer le signal de prix.

Malgré ces réserves, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'amorcer la réforme des structures tarifaires dès cette année avec quelques éléments qui ne seront pas affectés de façon

¹⁶⁹ Pièce UC-1.

substantielle par les décisions à venir en matière de méthode de répartition des coûts. La Régie est favorable aux modifications qui mèneront, sur une base graduelle, à un meilleur signal de prix et à un juste reflet des coûts. Pour cette première étape de modifications à la structure des tarifs domestiques et pour les motifs exprimés ci-après, la Régie demande au Distributeur :

- de ne pas appliquer à la redevance la hausse consentie par la présente décision;
- d'augmenter la prime de puissance :
 - ? au tarif D, actuellement à 3,21 \$/kW, de 75 ¢/kW,
 - ? au tarif DM, actuellement à 0,81 \$/kW, de 19 ¢/kW;
- d'introduire une prime de puissance au tarif DT équivalente à celle du tarif D.

La structure progressive du tarif D encourage déjà les clients à faire une utilisation rationnelle de l'énergie en les incitant à bien gérer leur consommation pour réduire leur facture d'électricité. Le montant actuel de la redevance est plus élevé que les frais de service à la clientèle et les frais de mesurage qu'elle couvre. Ces frais ne varient pas en fonction de la consommation. En gelant la redevance à son niveau actuel, le poids de la redevance par rapport au coût total de la facture en est légèrement diminué. Ce faisant, la Régie augmente la progressivité des tarifs domestiques et en améliore le signal de prix.

Dans le cadre de son analyse sur l'évolution possible des tarifs, le Distributeur soumet que, pour refléter le coût évité pour les usages de chauffage, les clients consommant plus de 130 000 kWh devraient payer l'équivalent de 1 ¢/kWh de plus pour leur consommation additionnelle. Ce signal de prix correspondrait à une prime de puissance de 10,20 \$/kW applicable aux appels de puissance excédant 50 kW en hiver. Dans les scénarios analysant les impacts de l'évolution des tarifs, le Distributeur limite l'augmentation annuelle de la prime de puissance à 75 ¢/kW et maintient constant le rapport entre les primes de puissance des tarifs D et DM, ce qui correspond à une hausse de 19 ¢/kW pour le tarif DM. La prime de puissance étant une composante élastique de la demande, la Régie considère raisonnable d'en améliorer le signal de prix. La Régie vise ainsi à encourager les bons choix énergétiques d'une clientèle qui a la possibilité de contrôler sa demande énergétique.

Le Distributeur affirme que l'absence d'une prime de puissance au-delà de 50 kW en hiver pour la clientèle au tarif DT empêche d'assurer un calibrage adéquat de ce tarif et de traiter équitablement ces clients par rapport aux clients des tarifs D et DM ayant un profil de consommation semblable. Afin de corriger cette disparité, de permettre de calibrer correctement le tarif DT pour les clients à forte consommation et pour assurer une

harmonisation avec les tarifs D et DM relativement à la facturation de la puissance au-delà de 50 kW en hiver, la Régie demande au Distributeur d'introduire une prime de puissance au tarif DT équivalente à celle du tarif D.

Lors des prochains dossiers tarifaires, le Distributeur devra présenter à la Régie une mise à jour de l'adéquation entre les structures tarifaires et les coûts. Le Distributeur devra également proposer sur quelles composantes des tarifs les prochaines hausses tarifaires devront porter.

Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de suivre de près l'évolution de la réforme de la tarification amorcée en Ontario avec l'installation de compteurs intelligents. À long terme, les compteurs intelligents, en permettant aux clients d'avoir l'information requise pour mieux comprendre et gérer leur demande d'électricité, constituent un des moyens permettant d'effectuer des choix éclairés et d'adopter des comportements rationnels favorisant l'efficacité énergétique. La Régie souhaite voir le Distributeur s'inspirer des expériences externes, notamment de l'expérience ontarienne, dans sa recherche d'une tarification optimale conduisant à une utilisation efficace de l'électricité. La Régie demande au Distributeur de lui faire rapport de cette veille dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

5.2 STRUCTURES DES TARIFS GÉNÉRAUX

5.2.1 POSITION DES PARTIES

Les tarifs généraux sont les tarifs de petite puissance (tarifs G, G-9, éclairage public et à forfait), de moyenne puissance (tarif M) et de grande puissance (tarifs L et H). Les tarifs G, M et L sont exprimés en basse tension. Ainsi, des crédits pour alimentation en moyenne ou haute tension sont accordés afin de ne pas répercuter sur les clients alimentés à une tension plus élevée les coûts des réseaux à plus basse tension.

Le **tarif G** s'adresse aux clients dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 100 kW. Le tarif G comprend une redevance, une prime de puissance s'appliquant au-delà d'un certain seuil et deux tranches d'énergie à prix dégressifs. La puissance à facturer minimale est établie par un mécanisme de fixation automatique de la puissance, de type rochet, dont le seuil s'élève à 65 % de la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation se situant en totalité en période d'hiver. Le tableau suivant présente la structure du tarif G au 1^{er} avril 2004.

TABLEAU 25
Tarif G au 1^{er} avril 2004

Redevance d'abonnement mensuelle	12,18 \$
Prime de puissance mensuelle applicable à l'excédent de 40 kW	14,19 \$/kW
Prix de l'énergie	
pour les 11 700 premiers kWh	7,74 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	3,90 ¢/kWh

Source : pièce HQD-1, document 3, page 10

Le **tarif M** s'adresse aux clients de moyenne puissance dont la puissance à facturer minimale est d'au moins 100 kW, mais inférieure à 5 000 kW. Le tarif M comporte une prime de puissance et deux tranches d'énergie. La puissance à facturer minimale au tarif M est la puissance souscrite. Cependant, si son appel de puissance maximal dépasse 133 % de sa puissance souscrite en hiver, le client doit payer une prime de dépassement pour l'excédent. Pour éviter cette surprime, le client peut toutefois augmenter sa puissance souscrite. Ce mécanisme constitue pour le client une incitation à mieux gérer ses appels de puissance en hiver et reflète mieux les coûts du service de l'électricité à cette période de l'année. Le tableau suivant présente le tarif M au 1^{er} avril 2004.

TABLEAU 26
Tarif M au 1^{er} avril 2004

Prime de puissance mensuelle	12,48 \$/kW
Prix de l'énergie	
pour les 210 000 premiers kWh	3,89 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	2,53 ¢/kWh
Prime de dépassement mensuelle (en période d'hiver)	13,35 \$/kW

Source : pièce HQD-1, document 3, page 8

Le **tarif L** s'adresse aux clients de grande puissance dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kW ou plus. Le tarif L comprend une prime de puissance et une seule tranche d'énergie. Une prime de dépassement s'applique également lorsque l'appel de puissance maximal du client en période d'hiver excède 110 % de sa puissance souscrite. Le tableau suivant présente le tarif L au 1^{er} avril 2004.

TABLEAU 27
Tarif L au 1^{er} avril 2004

Prime de puissance mensuelle	11,40 \$/kW
Prix de l'énergie	2,53 ¢/kWh
Prime de dépassement (en période d'hiver) quotidienne	6,66 \$/kW
limite mensuelle	19,98 \$/kW

Source : pièce HQD-1, document 3, page 7

Il existe également une **prime d'hiver pour les abonnements de courte durée**, c'est-à-dire pour une durée inférieure à 12 périodes mensuelles consécutives. Ces abonnements concernent principalement des activités saisonnières ou *ad hoc*. La prime d'hiver permet de compenser les coûts de puissance engagés par le Distributeur pour le desservir en période de pointe (hiver) et qui ne peuvent être récupérés pendant les périodes de l'année où le client n'est pas présent.

Évolution possible des composantes des tarifs généraux

Principes de base

Proportion puissance/énergie. Dans son analyse de la structure des tarifs généraux, le **Distributeur** explique comment les composantes fixes (prime de puissance et redevance) et variables (prix de l'énergie) des tarifs informent les clients quant à l'impact de leur comportement énergétique sur ses coûts et qu'il est donc primordial que ces composantes reflètent la structure des coûts du service. Pour ce faire, le Distributeur facturerait les coûts associés à la fourniture par l'entremise de la composante énergie, donnant ainsi le bon signal de prix en matière d'efficacité énergétique. Quant aux coûts de transport et de distribution, l'approche consiste à les allouer en puissance puisque ces coûts sont fonction de la présence en pointe des clients de chacune des catégories tarifaires. Et, lorsqu'ils sont significatifs, les coûts de SALC, incluant le mesurage, sont récupérés par la redevance. Les revenus requis par catégorie de consommateurs permettent de dégager la proportion puissance/énergie que devraient idéalement comporter les tarifs généraux G, M et L.

La **continuité** est un autre principe important qui permet d'assurer une transition harmonieuse entre les tarifs. Cette continuité fait que les clients choisiront naturellement le tarif qui correspond à leur appel de puissance. Pour assurer cette continuité, il est nécessaire que le prix de l'énergie du tarif L soit équivalent au prix de la deuxième tranche du tarif M et que le prix de la première tranche du tarif M soit équivalent au prix de l'énergie de la deuxième tranche du tarif G. Ainsi, les prix de l'énergie devraient être ajustés de telle sorte

que cette continuité soit respectée. Une modification importante de la continuité occasionnerait un transfert de clients entre les catégories tarifaires.

Un **signal de prix** favorisant l'efficacité énergétique devrait utiliser les coûts marginaux de long terme dans la détermination de l'évolution prochaine des composantes des tarifs généraux. La facturation des coûts de fourniture en énergie permet justement d'assurer le reflet des coûts marginaux d'approvisionnement à plus long terme dans la composante la plus élastique du tarif. Une modification des structures tarifaires, en faisant porter les hausses sur l'énergie, soit la partie la plus élastique de la facture du client, laisserait à celui-ci la possibilité de diminuer l'impact des hausses tarifaires sur sa facture. Par ailleurs, ceci permettrait d'assouplir la contrainte que représente la puissance lors des baisses de consommation.

Évolution de la proportion puissance/énergie

Le Distributeur soumet que pour les tarifs généraux, les proportions puissance/énergie des structures au 1^{er} avril 2004 sont très proches de celles des structures découlant de l'étude de l'évolution possible des tarifs, ce qui pourrait justifier de n'apporter aucun ajustement aux structures des tarifs généraux. Néanmoins, l'accroissement anticipé de la part des coûts de fourniture relativement à celles du transport et de la distribution devrait donner lieu à une modification de la structure de coûts et justifier une révision de la structure des tarifs généraux. L'accroissement de la proportion des coûts de fourniture se traduirait alors par une hausse progressive de la part de l'énergie pour l'ensemble des tarifs.

À l'intérieur du volume d'électricité patrimoniale, le coût moyen de la fourniture du Distributeur est de 2,79 ¢/kWh, mais ce coût moyen augmentera à mesure que les nouveaux approvisionnements, dont le coût est estimé à 6,5 ¢/kWh, s'ajouteront au volume patrimonial. Une augmentation de la composante énergie transmet donc un signal de prix cohérent avec les coûts marginaux, ce qui favoriserait une utilisation plus efficace des ressources.

Prime d'hiver pour les abonnements de courte durée

Pour les abonnements des tarifs G et M de courte durée, la majoration de la prime de puissance en période d'hiver devrait suivre la variation de la prime de puissance du tarif régulier correspondant. De même, les majorations de la redevance d'abonnement et du montant minimal à facturer applicables aux abonnements de courte durée du tarif G devraient évoluer dans les mêmes proportions que la redevance d'abonnement du tarif G régulier.

Puissance souscrite

Le mécanisme de la puissance souscrite est parfois mal compris et complexe à gérer par certains clients de moyenne puissance. Le Distributeur propose des groupes de discussion

impliquant des clients, afin de cerner leurs préoccupations et envisager des simplifications possibles du mécanisme de la facturation de la puissance.

Seuil de facturation de la puissance au tarif G

En ce qui concerne plus spécifiquement le tarif G, une analyse de modifications du seuil d'application de la prime de puissance est présentée. À compter de 1996, une réforme a été engagée afin de porter graduellement le seuil de facturation de la puissance au tarif G de 35 à 50 kW. Cette réforme vise à harmoniser le seuil de facturation avec celui des tarifs domestiques et à simplifier la tarification des petits clients, pour qui la facturation de la puissance est un concept complexe et difficile à gérer. Le seuil a été redressé graduellement pour atteindre 40 kW en 1996.

Le Distributeur analyse les effets du passage du seuil de facturation de la puissance de 40 à 50 kW. Ce passage pourrait s'effectuer en deux étapes. Lors de la première étape, le seuil de facturation de la puissance passerait à 45 kW. Le seuil de la première tranche d'énergie serait également élevé à 13 200 kWh de façon à récupérer les coûts de transport et de distribution auparavant récupérés par la prime de puissance et à respecter le F.U. médian de la catégorie qui s'élève à 41 %. À la deuxième étape, le seuil de facturation de la puissance serait fixé à 50 kW, et le seuil de la première tranche serait ajusté en conséquence. Ceci équivaldrait à ne pas facturer la puissance des clients dont l'entrée électrique est égale ou inférieure à 200 ampères. Au terme de cette réforme, près de 7 000 petits clients additionnels ne seraient plus facturés pour la puissance. Le tableau suivant présente les variations engendrées par le passage du seuil de 40 à 45 kW.

TABLEAU 28
MODIFICATION DU SEUIL D'APPLICATION
DE LA PRIME DE PUISSANCE DU TARIF G DE 40 À 45 kW

	Tarif au 1 ^{er} avril 2004	Tarif modifié
Redevance d'abonnement	12,18 \$/mois	12,18 \$/mois
Seuil d'application de la prime de puissance	40 kW	45 kW
Prime de puissance	14,19 \$/kW	14,24 \$/kW
Prix de l'énergie		
seuil de la 1 ^{re} tranche	11 700 kWh	13 200 kWh
prix de la 1 ^{re} tranche	7,74 ¢/kWh	7,77 ¢/kWh
prix de la 2 ^e tranche	3,90 ¢/kWh	3,91 ¢/kWh

Source : pièce HQD-1, document 3, page 24

AQCIE/CIFQ¹⁷⁰ appuie les structures tarifaires proposées par le Distributeur, notamment celle du tarif L auquel sont assujettis ses membres. Selon l'intervenant, ces structures tarifaires permettent de rencontrer les objectifs de simplicité, d'équité, de continuité et de stabilité tarifaire que doivent refléter des tarifs bien conçus. De plus, elles sont conformes aux principes réglementaires généralement reconnus de même qu'aux dispositions de la Loi.

FCEI/ASSQ¹⁷¹ remarque que pour les clients du tarif G, la gestion de la puissance est nécessaire dès l'atteinte de 40 kW, alors qu'elle est de 50 kW dans le cas d'un abonnement résidentiel. Cela signifie que les petites entreprises, surtout de service, ont des obligations de gestion de l'énergie plus grande qu'un client agricole au tarif D ou qu'une grande résidence. Or, pour ces clients (dépanneurs, petites boutiques, bureaux, etc.), l'élément principal de gestion de la puissance est le chauffage de l'espace et de l'eau, soit le même élément que dans le cas des clients résidentiels.

L'intervenant propose deux grands changements pour les consommateurs des tarifs G, M et L, soit le rehaussement de la puissance facturée de 40 kW à 45 kW cette année et l'application de la hausse tarifaire sur la partie énergie, plutôt que la partie puissance, afin de toujours donner un meilleur signal de prix. Dans le cas de la gestion de la puissance, FCEI/ASSQ est en accord avec les informations provenant du Distributeur sur le fait que la puissance est difficile à gérer pour les petites entreprises. Il est d'avis que la Régie devrait faire supporter à la partie énergie l'ensemble de la hausse tarifaire jusqu'à concurrence d'un effet supplémentaire de 2 % sur la facture d'un consommateur. Ceci, afin de pallier tout effet de distorsion trop important sur un client. Le reste de la hausse devrait être supporté de manière équilibrée entre le facteur puissance et énergie.

FCEI/ASSQ observe que plusieurs clients ne comprennent pas très bien l'élément puissance de leur facture. Lorsqu'une structure de prix est mal comprise par sa clientèle, elle ne peut atteindre les objectifs pour lesquels elle a été fixée et risque d'être inéquitable pour certains clients. L'intervenant propose la mise en place d'un groupe de travail traitant de la diminution de l'impact de l'aspect puissance dans les tarifs G-9, G et M. Il demande à la Régie d'émettre une décision afin de permettre le début des travaux le plus rapidement possible.

¹⁷⁰ Pièce AQCIE-CIFQ-4.

¹⁷¹ Pièce FCEI-ASSQ-3, pages 11 à 17.

Fabrication de neige

En ce qui concerne les stations de ski¹⁷² soumises au tarif G-9, FCEI/ASSQ soutient qu'elles paient un tarif d'électricité exorbitant lié au fait qu'elles ne consomment pas l'énergie d'une manière stable durant toute l'année. Selon les calculs de FCEI/ASSQ, ces coûts peuvent atteindre jusqu'à un niveau de 12 à 15 ¢/kWh au tarif G-9 de courte durée.

Lorsque comparé au coût moyen des différents tarifs du Distributeur, il y aurait un écart pouvant atteindre plus de 200 % dans certains cas, et 50 % avec le tarif moyen du G-9. L'intervenant soutient que trois éléments gênent actuellement la tarification dans le domaine de la fabrication de neige, soit le rattrapage de 8 % par année, la prime d'hiver et l'impossibilité d'ajouter de nouvelles charges au tarif 29 actuellement en rattrapage. L'intervenant fait des recommandations dans le but d'abolir ces facteurs d'iniquité à court terme. Pour une solution définitive, FCEI/ASSQ recommande de traiter, dans le cadre du groupe de travail sur les tarifs G et M, de la problématique du tarif G-9, des consommations de courtes durées, de la prime d'hiver ainsi que des options tarifaires interruptibles et autres occasions offertes par le marché.

Le **Distributeur** soutient que le tarif actuel ne comporte pas de prime de puissance, ce qui engendre une mauvaise utilisation de la puissance et n'incite pas les clients à regrouper et à gérer les charges. Accepter de prolonger la période de rattrapage, comme le suggère FCEI/ASSQ, reviendrait à privilégier des solutions de court terme en multipliant le nombre d'abonnements isolés pour les canons à neige, générant des prix moyens relativement élevés au moment du passage aux tarifs réguliers. Il soutient que, par rapport au coût unitaire moyen que paieraient les stations de ski au tarif régulier, il est plus intéressant de payer un prix plus élevé (11 ¢/kWh en moyenne) que d'investir dans le regroupement de charges pour essayer de réduire significativement les coûts de puissance. Le Distributeur s'oppose à une quelconque modification du tarif de rattrapage présentement applicable à cette clientèle.

SÉ/AQLPA¹⁷³ appuie le Distributeur dans son intention de continuer à retirer de la facturation en puissance du tarif G les clients dont l'entrée est inférieure à 200 ampères. Il considère que l'atteinte du seuil de facturation de 50 kW pourrait être effectuée dès la modification tarifaire de 2005, plutôt qu'étalée en deux étapes comme proposée.

¹⁷² Pièce FCEI-ASSQ-3, pages 17 à 22.

¹⁷³ Pièce SÉ-AQLPA-2, document 1, pages 21 à 25.

Il est d'accord avec l'orientation exprimée par le Distributeur dans sa preuve à l'effet de faire porter les hausses de tarif seulement sur la partie énergie des tarifs généraux L, M et G. Il appuie le Distributeur dans son intention de former des groupes de discussion pour approfondir les connaissances du mécanisme de facturation de la puissance et discuter de simplifications possibles.

Finalement, SÉ/AQLPA rappelle qu'en vertu du présent texte des tarifs, le Distributeur n'est pas tenu de consentir un abonnement pour une puissance souscrite supérieure à 175 000 kilowatts. Il propose d'ajouter au texte : Si le Distributeur consent un tel abonnement, alors l'énergie consommée au-delà de 126 millions de kWh sur une période de 30 jours sera tarifée à 6,36 ¢/kWh.

Cas de force majeure

L'UMQ¹⁷⁴ demande l'introduction d'une dispense d'application des primes de dépassement des tarifs G, M et L aux municipalités pour des appels de puissance exceptionnels associés à des situations de force majeure, dans des champs d'application spécifiques. Ceux-ci concernent principalement la consommation d'électricité des stations de pompage, des usines de filtration et d'épuration des eaux des municipalités ou des régies intermunicipales. L'UMQ vise à intégrer dans le texte des tarifs les conditions de l'ancienne convention additionnelle au contrat d'électricité de la Ville de Montréal. L'UMQ fait valoir que le Distributeur a déjà fait bénéficier la Ville de Montréal d'une entente spéciale qui lui permettait d'éviter la facturation des augmentations de demande de puissance.

Selon l'UMQ, le mécanisme automatique de fixation de la puissance minimale à facturer implique une forme de pénalité pour les municipalités. Le mécanisme agit comme un outil de gestion de la demande, mais son application apparaît injustifiée dans les cas de force majeure. La proposition de l'UMQ vise à exclure les coûts liés aux pénalités qui n'ont pas un lien direct avec le coût réel engendré par le dépassement. Elle soumet que seules les primes de dépassement devraient s'appliquer en cas de force majeure pour les champs d'application visés. L'UMQ souligne que les municipalités représentent une clientèle unique et spécifique dans ses besoins, sinon dans ses usages de l'électricité. Les activités liées aux cas de force majeure ne génèrent aucune valeur ajoutée. La situation globale conduit à un effet pervers où les municipalités et les populations doivent assumer des pénalités qui s'ajoutent aux coûts des services essentiels de première ligne, alors que le Distributeur en retire des revenus supplémentaires.

¹⁷⁴ Pièce UMQ-1, document 1.

En réplique, le **Distributeur** indique que ses équipements permettent de répondre à des appels de puissance exceptionnels de la part des clients. Cette marge de manœuvre utilisée lors d'un bris d'équipement ou d'une panne d'électricité est disponible en permanence et constitue un service qui doit être payé par les utilisateurs. Le Distributeur rappelle que l'entente préalable, dont fait mention l'UMQ, était négociée dans le cadre de travaux sur le réseau du Distributeur, travaux impliquant des interruptions ou des diminutions de courant pour certains clients¹⁷⁵.

Crédit pour puissance inutilisée

L'UMQ¹⁷⁶ propose également pour la Société de transport de Montréal (STM) une compensation sur la puissance non utilisée des abonnements aux tarifs L pour la consommation électrique du métro. La compensation demandée représenterait un crédit qui serait évaluée entre 5 et 40 % de la puissance non utilisée pendant les périodes creuses. Sur la base de la consommation électrique de l'année 2001, le crédit offert à la STM varierait entre 0,7 M\$ et 3,8 M\$. Le métro représente un client totalement captif du Distributeur. L'UMQ estime que le métro de Montréal procure, comme client du Distributeur, des bénéfices supérieurs au rendement moyen. Cette conclusion est fondée sur l'historique du client (depuis 38 ans) et sur la constance de sa demande. Il devrait être facile pour le Distributeur de prévoir, sur une base journalière, les besoins du métro et de se servir ou de prévoir se servir de la puissance non utilisée par son client. L'UMQ considère qu'il serait inéquitable et non souhaitable que seuls les usagers financent les coûts du transport en commun.

Le **GRAME**¹⁷⁷ appuie la demande de l'UMQ et soumet que l'Agence métropolitaine de transport (AMT) vit la même situation pour les trains de banlieue électriques. L'intervenant propose la création d'un sous-tarif afin de ne plus pénaliser les systèmes de transport en commun qui dépendent du réseau électrique ou, au moins, de prévoir une forme de compensation spécifique à l'intérieur du tarif L.

Ces deux organismes demandent une compensation pour la « puissance inutilisée » en période hors-pointe. Le **Distributeur** soutient que, malgré leur faible F.U., aucun tarif n'est aussi profitable que le tarif L pour ces clients. Il soumet qu'augmenter artificiellement le F.U. correspondrait à offrir un crédit sur la puissance, ce qui est non justifié.

¹⁷⁵ NS, volume 3, pages 251 et 252.

¹⁷⁶ Pièce UMQ-1, document 2.

¹⁷⁷ Pièce GRAME-1, document 1, pages 28 à 30.

En ce qui concerne ces demandes spécifiques, le Distributeur soutient que celles-ci remettent en cause les principes de facturation de la puissance. Or, cette facturation permet au Distributeur de récupérer les coûts fixes de transport et de distribution nécessaires pour répondre à la demande de pointe. Le Distributeur ne considère pas que ces clients justifient un statut particulier. Il rappelle que tout traitement particulier d'un groupe de clients serait financé par les autres clients.

5.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

Faible écart entre la structure des tarifs actuels et celle des coûts

La Régie est en accord avec les principes de signal de prix et de continuité établis par le Distributeur. Le Distributeur conclut de son analyse que pour les tarifs généraux, les proportions puissance/énergie des structures au 1^{er} avril 2004 sont très proches de celles des structures des coûts de service. La Régie est en accord avec cette conclusion pour ce qui est de l'état actuel des tarifs.

Pour ce qui est du long terme, comme le prix de la fourniture deviendra une partie plus importante du coût de la facture, il est souhaitable que les composantes continuent de refléter la structure des coûts du service. Un bon signal de prix incite les clients à adopter un comportement favorisant l'efficacité énergétique. La Régie est d'avis que les modalités des structures tarifaires doivent évoluer de façon à refléter de façon adéquate la structure des coûts marginaux de long terme.

Comme pour les tarifs domestiques, la modification des structures tarifaires entraîne différents impacts sur les clients d'un même tarif. Comme des changements, mêmes minimes, sur un élément de la structure d'un tarif ont des répercussions sur les autres éléments de ce tarif, la Régie doit s'engager dans toute réforme avec prudence et analyser ces transformations à chaque étape avant d'entreprendre de nouvelles modifications.

La Régie demande au Distributeur de mettre à jour l'étude sur l'évolution des structures tarifaires et de faire le point, lorsque les choix relatifs aux méthodes d'allocation des coûts de transport et de fourniture auront été finalisés, de façon à vérifier que les tarifs continuent de répondre aux principes tarifaires de base et sont bien adaptés au contexte du jour. Dans le cas contraire, le Distributeur devra proposer les modifications qui s'imposent afin d'adapter la structure tarifaire aux nouvelles réalités des marchés et des coûts.

En ce qui concerne le passage du seuil de la facturation de la puissance de 40 à 50 kW au tarif G, la Régie trouve raisonnable d'aligner le seuil de facturation de la puissance des consommateurs de petite puissance avec celui des tarifs domestiques. Cette modification répond au principe d'un bon signal de prix en augmentant la partie énergie du tarif. De plus, cette transformation devrait simplifier la facture des petits consommateurs qui ont de la difficulté à en comprendre la portion puissance. Les futures hausses toucheront la portion énergie de façon plus marquée.

Ainsi, afin d'amorcer cette réforme, la Régie demande au Distributeur d'apporter au tarif G les modifications associées à l'augmentation du seuil d'application de la prime de puissance de 40 à 45 kW pour le 1^{er} avril 2005, tel qu'illustré au tableau 28. Comme seconde étape, le Distributeur devra déposer, dans le prochain dossier tarifaire, une demande d'augmentation du seuil d'application de la prime de puissance du tarif G de 45 à 50 kW pour le 1^{er} avril 2006 accompagnée d'une étude d'impact.

Fabrication de neige artificielle

Pour ce qui est de la demande de FCEI/ASSQ, relativement aux stations de ski, la Régie rejette la demande de réouverture du tarif de transition pour permettre l'addition de nouvelles charges ainsi que le ralentissement du processus de rattrapage. Cette proposition irait à l'encontre de l'objectif du tarif de transition, à savoir de diriger progressivement les charges assujetties à un tarif particulier vers les tarifs réguliers appropriés. Elle prolongerait indûment la transmission d'un mauvais signal de prix, n'incitant pas les clients concernés à gérer ou à regrouper leurs charges.

Cas de force majeure et crédit pour puissance inutilisée

Pour ce qui est des demandes de tarification particulière pour les municipalités ou les sociétés de transport en commun, la Régie ne considère pas que ces clients justifient un traitement différent de celui applicable aux autres clients de la même catégorie tarifaire. Le Distributeur doit récupérer les coûts fixes de transport et de distribution nécessaires pour répondre à la demande de pointe. Il s'agit là de coûts réels pour le Distributeur qui ne peut allouer à d'autres clients ces équipements de distribution durant les périodes hors-pointe. Comme les coûts de ces équipements doivent être assumés par ceux qui les utilisent, l'AMT, la STM et les municipalités doivent en assumer leur juste part. Même si tous s'entendent sur l'utilité de ces services, il ne revient pas aux autres clients du Distributeur d'en supporter les coûts.

Groupe de travail

Quelques intervenants demandent que la Régie formalise la formation de groupes de travail pour discuter des problématiques particulières abordées lors de l'audience. La Régie trouve très pertinentes ces rencontres du Distributeur avec ses clients pour arriver à développer des solutions réalistes et acceptables de part et d'autre. Elle encourage le Distributeur à les poursuivre, mais ne voit pas la nécessité ni la pertinence de leur donner un cadre formel.

5.3 AUTRES DISPOSITIONS TARIFAIRES

5.3.1 POSITION DES PARTIES

Crédits pour alimentation en moyenne et haute tension et rajustement pour pertes de transformation

Lorsque l'électricité est fournie en moyenne ou haute tension, et que le client l'utilise à cette tension ou la transforme lui-même sans frais pour le Transporteur ou le Distributeur, ce client a droit à un crédit applicable à son abonnement. Ainsi, les crédits d'alimentation font partie des composantes tarifaires servant au calcul de la facture des clients du Distributeur qui possèdent leur poste de transformation.

Le **Distributeur** présente les deux volets sur lesquels reposent les crédits d'alimentation et qui pourraient guider la réflexion quant à leur évolution. Les crédits d'alimentation sont composés d'un crédit reflétant les coûts de transformation évités par le Distributeur lorsque le client transforme lui-même l'électricité ou lorsqu'il l'utilise à la tension de livraison ainsi que d'un montant permettant de créditer les coûts de réseau associés aux tensions d'alimentation inférieures. L'objectif des crédits d'alimentation est donc, outre de compenser le client qui fournit son propre transformateur, de permettre au Distributeur de ne pas répercuter les coûts de moyenne et basse tension chez la clientèle haute tension et ceux de basse tension chez les clients moyenne tension.

Dans le cadre de son analyse, le Distributeur conclut qu'étant donné le faible écart par niveau de tension qui existe entre le crédit au 1^{er} avril 2004 et le crédit de base, l'évolution des crédits d'alimentation pourrait suivre la même orientation que celle des structures des tarifs généraux. Ainsi, pour assurer la continuité et la stabilité tarifaires, les crédits d'alimentation au 1^{er} avril 2004 pourraient rester à leur niveau actuel puis, dans le futur, suivre l'évolution des coûts associés à chaque niveau d'alimentation, si les écarts s'accroissaient de manière significative.

Également, lorsque le compteur est localisé avant le transformateur, un rajustement est appliqué afin de compenser pour les pertes qui se produisent lors de la transformation. Les résultats de l'analyse du Distributeur favoriseraient le maintien du rajustement à son niveau actuel. Le cas échéant, le rajustement suivrait l'évolution des tarifs généraux.

Tarifs applicables aux réseaux autonomes

Le Distributeur fournit l'électricité à des communautés dont le réseau ne fait pas partie du réseau intégré d'Hydro-Québec, et ce, en raison de leur éloignement et des coûts très élevés de raccordement qu'une telle intégration impliquerait. Ces réseaux autonomes disposent d'une capacité de production, principalement des centrales à moteurs diesel, et d'un réseau de distribution.

La réglementation permet au Distributeur de maintenir des tarifs dissuasifs et des frais spéciaux pour les réseaux au nord du 53^e parallèle pour empêcher l'utilisation de l'électricité aux fins de chauffage de l'eau et des locaux, soit un prix élevé pour l'énergie consommée au-delà de 30 kWh/jour.

Le Distributeur fait part de l'évolution possible des tarifs applicables aux réseaux autonomes qui devrait se faire dans le même sens que celle des structures tarifaires du réseau intégré. Le Distributeur prévoit un écart de 132,9 M\$ entre les revenus requis et les revenus prévus pour l'année 2004. Les coûts de production de 130,7 M\$ sont responsables d'une grande partie du déficit.

Le Distributeur soutient que, compte tenu de ce déficit, le prix dissuasif des tarifs domestiques pour la consommation excédant les usages de base et, pour les clients des tarifs généraux, l'interdiction d'utilisation de l'électricité pour le chauffage ainsi que pour toute autre application thermique devraient être maintenus.

Le Distributeur soumet que l'évolution des structures tarifaires applicables en réseau intégré devrait guider celle des structures tarifaires applicables au nord du 53^e parallèle.

Frais de service de nature administrative

Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur ne demande aucune modification des frais de service de nature administrative. Le tableau suivant les détaille.

TABLEAU 29
FRAIS DE SERVICE DE NATURE ADMINISTRATIVE

Frais concernant l'abonnement au service d'électricité (article 288)	
<u>Nature</u>	<u>Frais</u>
Frais de gestion de dossier	Un montant de 20 \$
Frais d'ouverture de dossier	Un montant de 50 \$
Frais concernant les conditions de vente de l'électricité (article 291)	
<u>Nature</u>	<u>Frais</u>
Taux applicable aux dépôts	Le taux appliqué est le taux fixé au 1 ^{er} avril de chaque année sur les certificats de dépôt garanti d'un (1) an de la Banque nationale du Canada (BNC).
Frais d'administration applicables aux factures d'électricité	Le taux des frais d'administration est le taux apparaissant dans le tableau qui suit vis-à-vis de la fourchette de référence dans laquelle se situe le taux d'intérêt préférentiel de la Banque nationale du Canada à cette date.
<p align="center">Fourchette de référence des taux d'intérêts préférentiels de la BNC</p> <p align="center"><u>% annuel</u></p> <p align="center">7,99 et moins de 8 à 9,99 de 10 à 11,99 de 12 à 13,99 de 14 à 15,99 de 16 à 17,99 de 18 et plus</p>	<p align="center">Taux des frais d'administration</p> <p align="center"><u>% mensuel</u></p> <p align="center">1,2 soit 15,38 % l'an 1,4 soit 18,16 % l'an 1,6 soit 20,98 % l'an 1,7 soit 22,42 % l'an 1,9 soit 25,34 % l'an 2,1 soit 28,32 % l'an 2,2 soit 29,84 % l'an</p>
Ce taux est révisé chaque fois que le taux d'intérêt préférentiel de la Banque nationale du Canada se situe, durant 60 jours consécutifs, au-dessous ou au-dessus de la fourchette de référence ayant servi à déterminer le taux des frais d'administration jusque là applicable. Le nouveau taux s'applique à compter du 61 ^e jour.	
Frais pour chèque retourné par une institution financière pour provision insuffisante	Un montant de 10 \$

Source : pièce HQD-2, document 1, page 6

Le Distributeur soumet que la position qu'il a présentée quant à ces frais a suscité très peu de réactions de la part des intervenants qui n'ont fait part d'aucune demande d'analyse

supplémentaire. Les frais de service sont en vigueur depuis le 13 juin 1996 et n'ont jamais été révisés.

La facturation des frais de service de nature administrative relève d'un choix entre deux options. La première consiste à recouvrer, dans les tarifs du Distributeur, les coûts associés aux activités visées par ces frais. La seconde, pour laquelle a opté le Distributeur, consiste à facturer spécifiquement ces frais aux clients qui les occasionnent. Ce faisant, cette approche contribue à réduire les pressions à la hausse sur les tarifs de l'ensemble de la clientèle.

Le Distributeur respecte certains principes généraux sous-jacents aux frais de service de nature administrative, c'est-à-dire le traitement juste et uniforme de l'ensemble des clients et un incitatif au respect des obligations.

Le Distributeur soumet que le *statu quo* quant aux frais d'ouverture et de gestion de dossier assure une continuité pour les clients par rapport à la situation actuelle.

L'ACEF de Québec¹⁷⁸ soutient le *statu quo* proposé par le Distributeur. L'intervenante précise que du point de vue comptable, les divers frais devront continuer à être clairement identifiés et évalués. Du point de vue réglementaire, ils devront faire l'objet d'un suivi régulier et rigoureux.

L'ACEF de Québec se demande si les frais devraient être différenciés et plus élevés pour les clients d'affaires, dans la mesure où le coût de certains services pourrait être plus élevé pour les plus gros clients. L'intervenante souhaite obtenir la preuve démontrant que le maintien de frais administratifs uniformes pour toutes les clientèles est bien justifié.

5.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte les conclusions du Distributeur à l'égard des crédits pour alimentation en moyenne et haute tension et du rajustement pour pertes de transformation. Elle lui demande d'intégrer ce volet des tarifs dans les mises à jour qu'il devra déposer dans le cadre du présent dossier et lors de ses demandes tarifaires ultérieures.

La Régie maintient le *statu quo* pour les tarifs applicables aux réseaux autonomes. Elle demande au Distributeur de surveiller l'évolution de la structure des tarifs par rapport aux coûts engendrés et de déposer une demande de modification, si cela s'avérait nécessaire.

¹⁷⁸ Pièce ACEF-1, page 23.

La Régie maintient le *statu quo* pour l'ensemble des frais de service de nature administrative.

6. STRATÉGIE TARIFAIRE ET INTERFINANCEMENT

6.1 POSITION DES PARTIES

Revenu additionnel requis, stratégie tarifaire et tarifs proposés

Compte tenu des tarifs actuels et des revenus requis ajustés pour tenir compte de la provision réglementaire de 36,2 M\$ attribuable à l'application des tarifs au 1^{er} avril, plutôt qu'au 1^{er} janvier 2004, le **Distributeur** prévoit un manque à gagner de 178 M\$ pour l'année 2005.

Pour récupérer ce manque à gagner, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation uniforme des tarifs de 2,7 % à compter du 1^{er} avril 2005. Cette augmentation se compose d'une hausse permanente des tarifs de 2,07 % applicable au 1^{er} avril 2005 et d'un cavalier de 0,63 % applicable du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006.

Cette hausse tarifaire s'applique également aux tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours dont les prix ont été, historiquement et par souci d'équité, ajustés en fonction de la hausse des tarifs généraux (c'est le cas des tarifs BT, GD et LP) ou, pour les tarifs plus récents, selon une entente convenue avec le Producteur (comme pour le tarif LD).

La structure d'un tarif est formée de plusieurs éléments regroupés en trois composantes, soit la redevance d'abonnement, la puissance et l'énergie. Chacun de ces éléments se voit attribuer un prix exprimé respectivement en ¢/jour ou \$/mois, en \$/kW et en ¢/kWh auxquels sont appliquées certaines contraintes dans un souci de simplicité pour la clientèle. Les deux principales contraintes que le Distributeur s'impose sont les suivantes :

- les prix sont limités à deux décimales. Entre autres, les prix de l'énergie (¢/kWh) et de la puissance (\$/kW) sont limités à deux chiffres après la virgule;
- les prix applicables sur une base mensuelle ou hebdomadaire doivent être divisibles par le nombre de jours correspondant, afin d'assurer la facturation du service pour un nombre de jours différent.

L'augmentation uniforme des tarifs consiste à :

- modifier le prix de chacune des composantes du taux d'augmentation proposé;
- ajuster ces prix afin qu'ils respectent les contraintes mentionnées précédemment;
- s'assurer que le résultat final, c'est-à-dire l'ensemble des tarifs d'une même catégorie de consommateurs, génère des revenus additionnels équivalant au taux d'augmentation proposé.

Le Distributeur mentionne que pour chaque catégorie tarifaire, tous les éléments des tarifs ont été modifiés en fonction de ce processus.

L'**ACEF de Québec** propose que les tarifs du Distributeur soient gelés pour 2005 à leur niveau actuel¹⁷⁹.

Le **GRAME** estime qu'une hausse tarifaire de 2,7 % est acceptable. Par ailleurs, il mentionne qu'une hausse de 3 %, en remplacement du cavalier, aurait été plus logique dans une perspective de long terme¹⁸⁰.

L'**UC** demande de rejeter la hausse tarifaire et de décréter un gel des tarifs pour la prochaine année. Elle soumet que ce gel des tarifs accorderait un rendement potentiel de 4,46 % au Distributeur tout en allégeant le fardeau des consommateurs québécois¹⁸¹.

Interfinancement

Le **Distributeur** soumet qu'une hausse uniforme des tarifs, telle que proposée, ne modifie pas l'interfinancement entre les catégories tarifaires.

Le Distributeur est d'avis que les résultats montrent une certaine inertie des indices d'interfinancement d'une année à l'autre. Toutefois, il mentionne que ces résultats illustrent que l'interfinancement est un concept dont la réalité se modifie constamment en fonction de l'évolution des ventes à chaque catégorie tarifaire ainsi que des coûts qui y sont associés.

Le Distributeur en conclut que, compte tenu des hausses uniformes approuvées en 2003 et 2004 ainsi que de la hausse demandée pour 2005, les indices d'interfinancement de 2005 ne sont pas substantiellement différents de ceux de 2002. Le tableau suivant indique l'évolution des indices d'interfinancement de 2002 à 2005.

¹⁷⁹ Pièce ACEF-1, page 43.

¹⁸⁰ Pièce GRAME-1, document 1, page 5.

¹⁸¹ Pièce UC-7, page 4.

TABLEAU 30
INDICES D'INTERFINANCEMENT

<i>(en %)</i>	<i>2002 *</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005 **</i>
Domestique	80,2	81,1	80,7	80,9
Petite puissance	123,1	121,4	121,8	120,5
Moyenne puissance	130,6	129,8	130,6	129,0
Grande puissance	116,8	115,9	115,9	116,5
Total - Tarifs réguliers	100,0	100,0	100,0	100,0
Contrats spéciaux	100,0	100,0	100,0	100,0
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	100,0	100,0	100,0	100,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

* Indices tirés de la décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, Phase 2, 26 février 2004, page 129.

** Indices établis par le Distributeur à partir de tarifs majorés de 2,7% à compter du 1^{er} avril 2005.

Source : pièce HQD-13, document 1, page 12

L'ACEF de Québec, propose que la Régie établisse une balise raisonnable pour l'indice d'interfinancement. Elle suggère de ne pas dépasser $\pm 0,5$ % en changement d'indice ou en impact à la hausse sur les tarifs, afin de juger à partir de quel moment la mesure d'interfinancement du secteur résidentiel devrait être ramenée à son niveau cible de 2002¹⁸².

OC est préoccupée par la tendance, au cours des dernières années, vers une variation continue du niveau d'interfinancement par rapport à la balise de référence de 80,2 %; une variation qui a pour effet de désavantager les consommateurs résidentiels. OC suggère que la Régie corrige, dès cette année, cet écart, avant qu'il n'augmente indûment. À cet effet, elle mentionne que si on ajuste les revenus pour corriger les écarts par rapport à la balise de référence, la hausse des tarifs domestiques serait réduite de plus de 50 % et passerait de 2,7 % à 1,3 %¹⁸³.

¹⁸² NS, volume 10, page 216.

¹⁸³ Plan d'argumentation d'OC, pages 17 et 18.

Modifications au texte des tarifs

Pour faire suite à la demande de la Régie dans sa décision D-2004-124, concernant les droits qui pouvaient subsister sur les anciens textes des tarifs à la suite de l'abrogation des articles 202 à 232 du Règlement tarifaire, le **Distributeur** mentionne, après avoir effectué les recherches nécessaires, qu'aucun droit ne subsiste relativement au programme de puissance interruptible et à l'option d'achat de puissance en situation d'urgence.

De plus, le Distributeur mentionne que, conformément à la décision D-2004-170 concernant l'abrogation du tarif BT au 1^{er} avril 2006, il intègre au texte des tarifs le tarif de transition offert pour les usages de photosynthèse. Ce tarif, conformément à la méthode de calcul fixée par la Régie, est présenté aux articles 261 à 264. Le domaine d'application est défini de façon stricte afin que seule la charge associée aux usages de photosynthèse du client soit facturée au tarif de transition.

6.2 OPINION DE LA RÉGIE

Conformément à ce qui a été mentionné dans la section 3.14 de la présente décision, le revenu additionnel récupéré par la hausse tarifaire accordée est constitué du revenu additionnel requis de l'année témoin reconnu par la Régie auquel s'ajoute la provision réglementaire de l'année précédente. Pour 2005, le revenu additionnel requis de l'année témoin est évalué à 102 M\$ et, pour les motifs évoqués précédemment, la provision réglementaire de 2004 est nulle.

Les tarifs applicables à compter du 1^{er} avril 2005 devront être établis sur la base du rapport entre le revenu requis 2005 accordé dans la présente décision et le volume des ventes des 12 mois de l'année témoin 2005.

La Régie considère raisonnable d'établir des tarifs générant un revenu qui permet au Distributeur d'atteindre, sur l'année témoin 2005, le rendement accordé. La Régie juge que le niveau de la hausse tarifaire accordée concilie l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du Distributeur.

La Régie estime le revenu additionnel requis accordé au Distributeur par la présente décision à 102 M\$ ou une hausse moyenne de ses tarifs de 1,2 %.

Par ailleurs, la Régie constate que, dans l'ensemble, l'indice d'interfinancement de 2005 est comparable à celui de 2002. Pour la catégorie Domestique, il passe de 80,2 % en 2002 à 80,9 % en 2005. L'écart de 0,7 point de pourcentage constitue, selon la Régie, un niveau de fluctuation acceptable.

La Régie considère que l'augmentation uniforme des tarifs proposée par le Distributeur ne modifie pas de façon significative les indices d'interfinancement, lesquels peuvent varier de façon structurelle en fonction de l'évolution des ventes par catégorie tarifaire ainsi que des coûts qui leur sont associés. Selon la Régie, dans le présent dossier, il n'y a pas lieu d'appliquer aux tarifs du Distributeur une correction à l'égard du respect de la mesure de l'interfinancement. Pour ces motifs, la Régie accepte que les hausses tarifaires soient uniformes entre les catégories de consommateurs.

Sur la base des données soumises en preuve par le Distributeur, avant tout impact découlant des modifications apportées aux structures tarifaires, la Régie évalue que cette hausse représente une augmentation de 1,10 \$ par mois pour le client résidentiel moyen et de 1,63 \$ par mois pour le client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité.

La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 10 mars 2005 à 12 h, les documents suivants :

- le calcul de la provision réglementaire 2005;
- une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce HQD-13, document 2;
- un tableau correspondant à la nouvelle grille tarifaire, selon le format de la pièce HQD-13, document 4;
- une mise à jour du texte des tarifs incorporant les modifications contenues dans la présente décision.

La Régie fournit, dans le tableau ci-dessous, une synthèse du revenu additionnel requis estimé par la Régie dans le présent dossier, en comparaison avec celui proposé par le Distributeur.

TABLEAU 31
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Non reconnu</i>	<i>Reconnu</i>
Revenu requis (<i>ajusté pour refléter la pièce HQD-11, document 1, page 3, révision du 1^{er} novembre 2004</i>)	9 258	33	9 225
– Contrats spéciaux	515		515
Revenu requis excluant les contrats spéciaux	8 743	33	8 710
– Revenu prévu	8 608		8 608
Revenu additionnel requis	135	33	102
+ Provision réglementaire 2004	36	36	-
Revenu additionnel requis après provision réglementaire	171	69	102
Hausse tarifaire autorisée estimée			1,2%

*Sources : pièce HQD-3, document 1, page 19
et pièce HQD-12, document 4, page 7*

Sous réserve de la mise à jour que doit déposer le Distributeur, la Régie accepte les modifications proposées au texte des tarifs.

7. DONNÉES À PRÉSENTER DANS LE RAPPORT ANNUEL À LA RÉGIE

L'étude des informations présentées mène la Régie à conclure que certaines données supplémentaires lui sont nécessaires pour comprendre la comparaison réel/prévisionnel présentée dans ce dossier. Les informations additionnelles suivantes devront dorénavant être présentées dans le rapport annuel, et ce, à compter de celui de 2004 :

- la comparaison de l'état des résultats de l'activité réglementée avec le revenu requis autorisé par la Régie et qui sous-tend les tarifs en vigueur;
- un rapport de suivi des transactions effectuées pour couvrir le risque de change;
- une évolution des CFR hors-base.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*;

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE, en partie, la demande du Distributeur;

ACCÉPTE la politique de gestion active du risque de change liée aux approvisionnements de court terme présentée à la pièce HQD-5, document 6;

APPROUVE, pour le présent dossier, les modifications et ajouts apportés à la méthode de répartition des coûts soumise à la pièce HQD-12, documents 1 à 4;

AUTORISE, pour le présent dossier, la création d'un compte de frais reportés pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification du Distributeur, afin d'y comptabiliser une partie des coûts de fourniture postpatrimoniaux, selon les conditions établies dans la présente décision;

RECONNAÎT, en partie, les coûts d'approvisionnement du tarif BT pour la période du 1^{er} au 31 décembre 2004 et, entièrement, ceux pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005;

AUTORISE, en partie, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité pour l'année 2005 et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi, et ce, jusqu'à concurrence de 548,4 M \$, répartis par catégorie selon les montants autorisés dans la présente décision;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, le taux de rendement, le coût en capital prospectif, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaire à la prestation de service pour l'année témoin 2005, les revenus requis pour l'année témoin 2005, la modification uniforme des tarifs applicable au 1^{er} avril 2005, et ce, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **10 mars 2005 à 12 h**, les informations requises par la présente décision qui tiendront compte des montants non reconnus dans l'établissement des revenus requis;

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

REFUSE la mise en place d'un cavalier sur 12 mois à compter du 1^{er} avril 2005, mais **APPROUVE** l'établissement d'une provision réglementaire au 31 décembre 2005, tel qu'établi dans la présente décision, et **DEMANDE** au Distributeur de déposer une évaluation précise de cette provision, au plus tard le **10 mars 2005 à 12 h**;

REFUSE l'établissement d'une provision réglementaire de 36,2 M\$ au 31 décembre 2004;

RÉITÈRE tous et chacun des éléments décisionnels contenus aux sections « Opinion de la Régie » de la présente et **ORDONNE** au Distributeur de s'y conformer;

DEMANDE au Distributeur de déposer, au plus tard le **10 mars 2005 à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, et ce, sous le format de la pièce HQD-13, document 2;

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour le texte de ses tarifs et de lui déposer ce document, pour approbation, au plus tard 30 jours après l'approbation de la nouvelle grille tarifaire;

RÉSERVE sa décision sur l'utilité de la participation des intervenants et sur l'établissement du quantum de frais devant leur être accordés.

Jean-Noël Vallière
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Marc-André Patoine
Régisseur

REPRÉSENTANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par MM. Vital Barbeau et Richard Dagenais;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jacques Marquis;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Guy Sarault;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Sabrina Béland;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Association des stations de ski du Québec (FCEI/ASSQ) représenté par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M. Jean-François Lefebvre;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Pierre Tourigny;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Rodrigo Contreras F.;
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M^e Félix Turgeon;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Claude Tardif;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin;
- Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.