

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

**D-2006-34**

**R-3579-2005**

**28 février 2006**

---

**PRÉSENTS :**

Jean-Paul Théorêt

Gilles Boulianne, B. Sc. (Écon.)

Richard Carrier, B. Sc. (Écon.), M. A. (Écon.)

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante**

---

**Décision**

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité  
pour l'année tarifaire 2006-2007*



**INTERVENANTS :**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- 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);
- Corporation des propriétaires immobiliers du Québec (CORPIQ);
- 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

<b>LEXIQUE.....</b>	<b>7</b>
<b>SOMMAIRE.....</b>	<b>9</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>13</b>
<b>OPINION DE LA RÉGIE .....</b>	<b>13</b>
<b>1. CONTEXTE PARTICULIER DE LA DEMANDE.....</b>	<b>13</b>
<b>2. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES .....</b>	<b>15</b>
2.1 Compte d'étalement tarifaire .....	15
2.2 Compte de nivellement .....	19
2.3 Compte de <i>pass-on</i> pour les approvisionnements postpatrimoniaux .....	21
2.4 Inclusion dans la base de tarification de certains comptes de frais reportés.....	23
2.5 Activités non réglementées .....	24
2.6 Code de conduite .....	25
<b>3. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR.....</b>	<b>25</b>
3.1 Efficience du Distributeur.....	26
3.2 Efficience des fournisseurs internes du Distributeur .....	33
<b>4. COÛT DE SERVICE, BASE DE TARIFICATION ET REVENUS REQUIS .....</b>	<b>36</b>
4.1 Prévision de la demande.....	36
4.2 Coûts d'approvisionnement .....	38
4.3 Coûts de transport.....	39
4.4 Charges d'exploitation .....	40
4.5 Charges brutes directes.....	41
4.6 Charges de services partagés .....	44
4.7 Frais corporatifs .....	46
4.8 Coûts capitalisés .....	46
4.9 Autres charges.....	47
4.10 Revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité .....	48
4.11 Coût du capital .....	49
4.12 Autorisation des investissements du Distributeur pour 2006 .....	52
4.13 Base de tarification.....	54
4.14 Encaisse réglementaire.....	55
4.15 Revenu requis .....	56

<b>5. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE .....</b>	<b>58</b>
5.1 Cadre général.....	58
5.2 Modifications méthodologiques .....	58
5.3 Fourniture postpatrimoniale .....	62
5.4 Évaluation des impacts des changements de méthode sur la balise d'interfinancement.....	68
<b>6. STRUCTURES TARIFAIRES.....</b>	<b>70</b>
6.1 Contexte.....	70
6.2 Modifications aux structures tarifaires.....	71
6.3 Révision des structures tarifaires afin de refléter les coûts marginaux de long terme .....	75
6.4 Abrogation des tarifs LR et MR.....	78
6.5 Option d'électricité additionnelle pour la clientèle grande puissance .....	78
6.6 Option d'électricité interruptible pour la clientèle moyenne puissance .....	79
6.7 Abrogation du tarif LC et limitation de l'accès au tarif LP aux clients actuels .....	80
6.8 Réintroduction des modalités tarifaires de rattrapage pour les activités d'hiver et les réseaux municipaux .....	80
6.9 Révision des tarifs et modalités applicables aux réseaux autonomes.....	81
<b>7. STRATÉGIE TARIFAIRE.....</b>	<b>85</b>
<b>8. SUIVIS.....</b>	<b>88</b>
8.1 Vigie sur les compteurs avancés .....	88
8.2 Données à présenter dans le rapport annuel à la Régie .....	89
<b>DISPOSITIF .....</b>	<b>89</b>
<b>ANNEXE .....</b>	<b>93</b>

## 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).

Administration régionale Kativik (ARK);  
Centre de services partagés (CSP);  
Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ);  
Kilovoltampère (kVA);  
Kilowatt (kW);  
Kilowattheure (kWh);  
Laboratoire des technologies de l'énergie (LTE);  
Mégawattheure (MWh);  
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ);  
Service à la clientèle (SALC);  
Système d'information clientèle (SIC);  
Térawattheure (TWh).



## SOMMAIRE

En septembre 2005, le Distributeur a déposé à la Régie de l'énergie du Québec une demande de modification de ses tarifs et de certaines conditions auxquelles l'électricité sera distribuée au cours de l'année tarifaire débutant le 1<sup>er</sup> avril 2006.

Aux fins règlementaires, le Distributeur – Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité – est une entité indépendante et distincte. Il peut, selon la *Loi sur la Régie de l'énergie*, faire modifier ses tarifs afin de récupérer ses coûts de capital et d'exploitation, ce qui inclut un rendement raisonnable déterminé par la Régie sur les investissements consacrés à la distribution de l'électricité au Québec. Ces coûts constituent le « revenu requis » du Distributeur.

En 2006, le revenu requis du Distributeur s'élève à 10 051 M\$, ce qui nécessite des revenus additionnels de 463 M\$ résultant en une augmentation moyenne des tarifs de 5,3 % pour l'année tarifaire 2006-2007.

### **Demande d'étalement tarifaire**

Le Distributeur a proposé à la Régie de limiter l'augmentation de ses tarifs à 3 % à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006 et de mettre en place un mécanisme d'étalement tarifaire pour recouvrer le solde de son revenu additionnel requis, soit 203 M\$. Ce solde serait porté à un compte de frais reportés, rémunéré au taux de 7,75 %. Le coût de financement du solde de 203 M\$, encouru en 2006 mais non récupéré dans les tarifs et étalé jusqu'en 2014, pourrait s'élever à 100 M\$.

Le Distributeur anticipe pour les années à venir une hausse tarifaire de 12,2 % en 2007, des hausses de 5,8 % et moins de 2008 à 2011, et des baisses de 2012 à 2014. Ainsi, selon ce scénario, des augmentations tarifaires annuelles de 3 % durant huit ans permettraient de rembourser la totalité des sommes accumulées dans le compte d'étalement, incluant 868 M\$ en frais de financement. La Régie juge qu'une telle charge n'apporterait aucun avantage tangible aux consommateurs durant cette période.

De plus, l'étalement des coûts directement reliés à la desserte des consommateurs en 2006 fausserait le signal de prix puisque plus de 75 % de l'augmentation tarifaire demandée est reliée à l'acquisition, sur les marchés, d'électricité postpatrimoniale, dont le prix peut être trois fois plus élevé que celui de l'électricité patrimoniale.

La Régie reconnaît que toute hausse tarifaire entraîne une pression supplémentaire sur le revenu disponible des consommateurs à faible revenu. Néanmoins, la Régie considère qu'il est souhaitable que les consommateurs connaissent le coût réel de l'électricité qu'ils consomment car cela leur permet d'effectuer des choix éclairés et les incite à adopter des comportements qui favorisent les économies d'énergie.

La Régie refuse donc l'étalement. Elle permet plutôt au Distributeur de récupérer son revenu additionnel requis de 2006 en haussant ses tarifs de 5,3 %, en moyenne, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006. Pour le client résidentiel moyen, cette augmentation représentera des déboursés additionnels de l'ordre de cinq à huit dollars par mois.

Les effets de cette hausse tarifaire pourront être atténués par les programmes d'économie d'énergie mis en place afin de permettre aux consommateurs de mieux consommer l'électricité. Par ailleurs, cette augmentation est inférieure à celles qu'ont subies toutes les autres formes d'énergie, qu'il s'agisse du mazout, de l'essence ou du gaz naturel.

### **Coûts d'approvisionnement et de desserte, et catégories de consommateurs**

Au Québec, la consommation d'électricité dépasse maintenant le volume d'électricité patrimoniale, qui s'élève à 165 TWh. Pour être en mesure de faire face à la demande en 2006, le Distributeur prévoit acheter pour plus de 700 M\$ d'électricité postpatrimoniale, à 8,8 ¢/kWh en moyenne, environ trois fois plus que le coût moyen de 2,79 ¢/kWh pour l'électricité patrimoniale établi par la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

La *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que tous les coûts d'acquisition de l'électricité doivent être alloués aux catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation, soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées au transport et à la distribution. Pour 2006, les coûts de l'électricité postpatrimoniale ont été alloués aux différentes catégories de consommateurs dans les mêmes proportions que ceux de l'électricité patrimoniale. La Régie étudiera plus en détail la méthode d'allocation des coûts d'approvisionnement postpatrimonial dans le prochain dossier tarifaire.

Selon la méthode d'allocation des coûts qui sera retenue dans le futur, le niveau d'interfinancement dont bénéficient ou que supportent certaines catégories de consommateurs pourra être modifié. Dans ce contexte, la Régie devra concilier différents objectifs de la *Loi sur la Régie de l'énergie* : fixer des tarifs basés sur les coûts, donner les bons signaux de prix et respecter son obligation de ne pas modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement (article 52.1). La Régie examinera cette question dans le cadre de la prochaine demande tarifaire du Distributeur.

## **Investissements**

La Régie autorise les investissements de moins de 10 M\$ pour un montant de 579,5 M\$ tel que présenté. Ils s'ajoutent à des projets déjà autorisés. Le total des investissements prévus en 2006 s'élève à 696,1 M\$.

## **Taux de rendement**

La Régie fixe à 7,75 % le taux de rendement sur la base de tarification.

## **Efficiences et balisage du Distributeur**

La Régie considère raisonnables les composantes du revenu requis du Distributeur pour 2006.

Puisque le Distributeur est un monopole et qu'il transige avec d'autres divisions d'Hydro-Québec pour une partie substantielle de ses approvisionnements en biens et services, la Régie maintient l'exigence que le Distributeur poursuive des activités de balisage afin de comparer ses coûts avec ceux des pairs de l'industrie. La Régie juge acceptables les résultats des analyses d'efficience du Distributeur et prend acte de sa volonté de contenir sous le niveau d'inflation l'évolution des coûts de ses processus.

## **Structures tarifaires**

La Régie approuve les modifications tarifaires qui permettent de poursuivre graduellement les réformes des structures tarifaires menant à un meilleur signal de prix.

La Régie approuve également une nouvelle option d'électricité interruptible pour les clients de moyenne puissance pour remplacer les anciens tarifs MR et BT.

Étant donné le contexte des approvisionnements postpatrimoniaux, la Régie juge qu'il est temps d'amorcer une réflexion qui conduira à une réforme en profondeur des structures tarifaires afin de mieux refléter les coûts marginaux de long terme.



## INTRODUCTION

Le 1<sup>er</sup> septembre 2005, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande concernant l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2006-2007, qui débutera le 1<sup>er</sup> avril 2006. Cette demande est faite en vertu des articles 31, 32, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi). Le 9 septembre 2005, la Régie, par sa décision D-2005-156, invite toute personne intéressée par la question à intervenir.

La Régie reçoit les demandes d'intervention de 14 intéressés, accompagnées de leurs budgets prévisionnels et de participation. Le 5 octobre, la Régie examine ces demandes et accepte les 14 interventions par sa décision D-2005-177. Le 28 octobre, par lettre, elle accueille la demande tardive de l'entreprise Les Serres du Saint-Laurent qui, le 16 novembre, annonce qu'elle sera dorénavant représentée par l'UPA.

La partie orale de l'audience se déroule du 5 au 15 décembre et les plaidoiries sont entendues les 19, 20 et 22 décembre 2005.

## OPINION DE LA RÉGIE

### **1. CONTEXTE PARTICULIER DE LA DEMANDE**

Un certain nombre d'éléments nouveaux ont un impact significatif sur le revenu requis du Distributeur, et d'autres, bien que connus depuis 2005, ont cette année des incidences plus importantes. Pour rendre sa décision, la Régie doit tenir compte d'un certain nombre de données, dont les suivantes.

#### **Contexte énergétique :**

- la poussée des coûts de l'énergie, dont l'ampleur n'était pas prévue et qui dépasse de loin le taux d'inflation : en 2005, les consommateurs québécois, comme partout en

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

Amérique du Nord, ont dû faire face à des augmentations substantielles des prix de l'essence (13 %), du mazout (25 %) et du gaz naturel (20 %);

- une grande volatilité des prix sur les marchés pour toutes les formes d'énergie.

#### **Revenu requis du Distributeur :**

- une demande d'augmentation de 5,3 % du revenu requis :
  - plus des trois quarts sont dus aux coûts des approvisionnements postpatrimoniaux;
  - le reste est dû à des augmentations significatives de certaines composantes du coût de service de distribution hors du contrôle direct du Distributeur.

#### **Demande d'électricité :**

- en 2006, une demande dépassant de 3,9 TWh celle de 2005, soit une croissance de 2,3 %;
- à moyen terme, soit sur une période de trois à cinq ans, une augmentation de la demande d'électricité au Québec – quoique plus modérée qu'en 2006 – qui contribue, dans le contexte énergétique actuel, à la croissance des coûts d'approvisionnement.

#### **Coût des approvisionnements :**

- l'atteinte, depuis 2005, de la limite des approvisionnements patrimoniaux, soit 165 TWh, dont le prix est fixé par le gouvernement à 2,79 ¢/kWh; toute demande additionnelle, selon la Loi, doit être comblée par le Distributeur en payant la fourniture au prix du marché;
- un coût moyen projeté de 8,8 ¢/kWh, qui pourrait atteindre 11,0 ¢/kWh, pour tout approvisionnement en électricité postpatrimoniale en 2006, entraînant un écart important entre les coûts d'approvisionnement d'électricité peu élevés offerts aux consommateurs québécois depuis plusieurs années et les prix du marché : tout approvisionnement supplémentaire se fera à un coût trois fois plus élevé que celui de l'électricité patrimoniale (2,79 ¢/kWh);
- l'impact attendu, à partir de 2007, de l'amortissement du compte de frais reportés portant sur l'ajustement entre les volumes et les prix prévus et réels de la fourniture.

**Coût de transport :**

- la hausse importante du coût de transport de l'électricité au Québec, appréhendée pour 2007.

La grande majorité de ces éléments ne sont pas ponctuels. Ils sont d'ordre structurel. De plus, la Régie estime qu'à court et à moyen termes, les prix de marché de l'électricité et des autres sources d'énergie demeureront élevés.

C'est dans ce contexte que la Régie rend la présente décision.

## **2. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES**

### **2.1 COMPTE D'ÉTALEMENT TARIFAIRE**

Le Distributeur demande de récupérer la totalité de son revenu requis qui correspond à tous les coûts de distribution d'électricité – incluant un rendement raisonnable sur l'avoir propre de l'actionnaire – qu'il prévoit encourir au cours de l'année tarifaire 2006, soit un montant de 10 051 M\$<sup>2</sup>.

Il propose de récupérer ce revenu requis, qui correspond à une hausse de ses tarifs de 5,3 %<sup>3</sup> ou 463 M\$, par le biais d'une hausse tarifaire de 3 % au 1<sup>er</sup> avril 2006 et la création d'un compte d'étalement tarifaire où serait versé le solde de 203 M\$.

Ce compte serait étalé sur une période de huit ans. Il porterait intérêt au taux moyen du coût en capital, de façon à permettre au Distributeur de recouvrer sans perte les sommes qui ne seront récupérées qu'au cours des années tarifaires ultérieures, alors qu'il doit les encourir pour ses opérations de 2006.

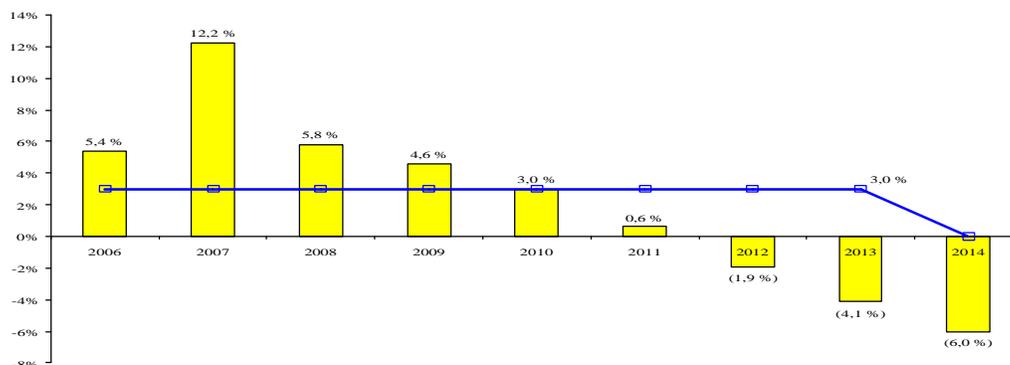
Le Distributeur anticipe pour les années à venir une hausse tarifaire de 12,2 % en 2007, des hausses de 5,8 % et moins de 2008 à 2011, et des baisses de 2012 à 2014. Ainsi, selon ce scénario, des augmentations tarifaires annuelles de 3 % durant huit ans permettraient de rembourser la totalité du compte d'étalement, incluant 868 M\$ en intérêt.

---

<sup>2</sup> Revenu requis révisé le 27 janvier 2006 à 10 041 M\$, pièce B-75-HQD-6, document 1, page 3.

<sup>3</sup> Hausse tarifaire révisée le 27 janvier 2006 à 5,23 %, B-75-HQD-1, document 1, page 12.

## HAUSSES TARIFAIRES ILLUSTRANT LE LIEN AVEC LE COMPTE D'ÉTALEMENT TARIFAIRE



Source : B-44-HQD-15, document 3.2, page 3

Certains intervenants appuient le principe de l'étalement, soit **AQCIE/CIFQ** et l'**UMQ**. D'autres s'opposent à cette proposition, soit l'**ACEF de Québec**, la **CORPIQ**, **FCEI/ASSQ**, le **GRAMÉ**, **OC**, le **RNCREQ**, **SCGM**, **SÉ/AQLPA** et l'**UC**.

La proposition du Distributeur voulant que la Régie fixe ses tarifs de 2006 sans que cela lui permette de couvrir l'ensemble de ses coûts dans la même année est inhabituelle.

Si les coûts réclamés par un distributeur sont jugés nécessaires à la prestation de service de distribution, prudemment encourus et raisonnables, il est en droit de demander, en vertu de la Loi, un ajustement de ses tarifs pour les récupérer. Il en va de même du rendement sur sa base de tarification, en autant qu'il soit jugé raisonnable par la Régie.

En conséquence, pour décider de cette demande, la Régie doit répondre aux questions suivantes :

1. Le compte d'étalement tarifaire proposé par le Distributeur est-il dans l'intérêt public?
2. Est-ce qu'une augmentation tarifaire de 5,3 % applicable au 1<sup>er</sup> avril 2006 constitue un choc tarifaire?

**La réponse à ces deux questions est négative pour les motifs suivants.**

### ***Intérêt public***

La Régie considère que fausser le signal de prix en permettant de consommer l'électricité sous le prix coûtant – soit à un tarif moindre que ce qu'il en coûte pour la fournir, la transporter et la distribuer – est non souhaitable. Acquiescer à la demande du Distributeur reviendrait, en fait, à permettre aux clients du Distributeur de consommer de l'électricité à crédit.

Le compte d'étalement tarifaire demandé par le Distributeur tient compte d'une hausse tarifaire anticipée de 12,2 % pour 2007 et de prévisions de croissance de la demande et du revenu requis jusqu'en 2014. L'incertitude des prévisions sur une aussi longue période est un élément important à considérer dans l'analyse de la proposition. Néanmoins, dans la mesure où ces hypothèses se réalisent, sur la période de huit ans envisagée, ce compte d'étalement résulterait en un coût additionnel de financement pour les consommateurs de 868 M\$.

Plus spécifiquement, le coût de financement du solde de 203 M\$, encouru mais non récupéré dans les tarifs de 2006 et étalé jusqu'en 2014, pourrait s'élever à 100 M\$. La Régie juge qu'une telle charge n'apporterait aucun avantage tangible aux consommateurs durant cette période.

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

À cet égard, le Distributeur dispose d'un Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) qui vise des objectifs ambitieux d'économies d'énergie d'ici 2010. Un budget de 170,9 M\$ est actuellement en cours d'étude pour le PGEÉ en 2006. Ne pas facturer les coûts réels de fourniture d'électricité au moment de sa consommation entrerait en contradiction avec l'objectif d'un tel programme et avec la notion de développement durable, le signal de prix étant un des moyens les plus efficaces pour encourager l'économie d'énergie.

D'autre part, le compte d'étalement tarifaire proposé par le Distributeur va à l'encontre du principe réglementaire qui alloue les coûts encourus pour une année dans les tarifs de la même année. Cette pratique réglementaire, appliquée à tous les distributeurs, vise à associer les coûts à la génération d'abonnés qui en a fait l'usage.

L'étalement des coûts viendrait par ailleurs aggraver une situation concurrentielle qui défavorise déjà les autres fournisseurs d'énergie. Approuver la création d'un compte d'étalement tarifaire conférerait un avantage concurrentiel supplémentaire au Distributeur.

De plus, les justifications de la présente demande de hausse tarifaire n'ont pas le caractère exceptionnel ou ponctuel qui permettrait de justifier un compte d'étalement. Au contraire, la Régie constate que les hausses de coûts à la base de l'augmentation du revenu requis sont récurrentes et présentent donc, de ce point de vue, un caractère structurel.

### *Choc tarifaire*

La notion de choc tarifaire est relative et subjective. Elle dépend du contexte et des catégories de clients. Étant donné le gel des tarifs de 1999 à 2003, les consommateurs semblent plus sensibles aux hausses du prix de l'électricité qu'à celles d'autres formes d'énergie.

Si on compare l'augmentation demandée par le Distributeur à celles des prix de l'essence, du mazout et du gaz naturel, une hausse de 5,3 % pour 2006 ne peut, selon la Régie, être considérée comme un choc tarifaire.

Par ailleurs, les tarifs de l'électricité ne peuvent demeurer au même niveau alors que l'augmentation des coûts de fourniture et de certaines charges hors du contrôle direct du Distributeur imposent une pression à la hausse sur les tarifs.

La Régie reconnaît que toute hausse tarifaire entraîne une pression supplémentaire sur le revenu disponible des consommateurs à faible revenu. Mais un mauvais signal de prix diminuerait l'incitatif aux économies d'énergie et pourrait conduire à une consommation d'électricité supplémentaire qui aurait pour effet d'augmenter encore plus les coûts globaux de l'électricité au Québec.

Pour les deux tiers de la clientèle domestique, la hausse tarifaire sera inférieure à 5,3 %. La Régie évalue, sur la base des données mises en preuve, que la hausse tarifaire moyenne sera de 4,95 \$ par mois pour la clientèle domestique. Elle sera de 8,31 \$ par mois pour une maison unifamiliale chauffée à l'électricité.

Afin de faire face à ces hausses de tarifs, et éventuellement d'en annuler l'impact, la Régie souligne que des mesures d'efficacité énergétique sont disponibles. À cet égard, la Régie encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts visant à informer ses clients des mesures disponibles pour réduire leurs coûts d'électricité.

Par ailleurs, la Régie comprend les préoccupations des membres de **AQCIE/CIFQ** qui désirent une stabilité et une prévisibilité de leurs coûts d'énergie et qui considèrent qu'une augmentation tarifaire de 5,3 % aurait un impact négatif sur la rentabilité des entreprises. Toutefois, malgré cette hausse, les tarifs d'électricité offerts à ces entreprises demeurent avantageux. De plus, les mesures d'efficacité énergétique disponibles peuvent leur permettre de réduire sinon d'éliminer cette hausse tarifaire, basée essentiellement sur les coûts de fourniture encourus pour les desservir.

**Considérant la preuve présentée, le contexte particulier et les circonstances propres au présent dossier tarifaire, la Régie conclut qu'il n'est pas dans l'intérêt public d'approuver la création du compte d'étalement tarifaire demandé dans la présente requête. Elle refuse donc la création d'un tel compte.**

## 2.2 COMPTE DE NIVELLEMENT

### *Methodologie*

Dans la décision D-2005-34<sup>4</sup>, la Régie demandait au Distributeur de traiter « *des mécanismes de nivellement des revenus de transport et de distribution découlant des écarts entre les ventes réelles et les ventes projetées* ».

En réponse à cette demande, le Distributeur présente un mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques. Bien que distinct, le mécanisme de nivellement pour aléas climatiques est en continuité et en complémentarité avec le compte de *pass-on* sur les coûts d'électricité postpatrimoniaux.

Le compte de *pass-on* accumule les écarts relatifs aux revenus associés à la composante fourniture attribuables tant aux aléas climatiques qu'aux aléas de la demande. Toutefois, le mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution proposé par le Distributeur capte uniquement les écarts dus aux aléas climatiques. Selon le Distributeur, les aléas de la demande sont réputés faire partie de son risque d'affaires.

Le Distributeur soumet une méthode de nivellement de la température s'appuyant sur des modèles d'estimation horaire des besoins du réseau, lesquels sont établis par Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur). Les variables considérées sont la

---

<sup>4</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 50.

température, la vitesse du vent, le taux de nébulosité et les précipitations. Cette méthode est décrite dans le dossier R-3550-2004<sup>5</sup>.

À partir de l'estimation de l'impact des conditions climatiques, le Distributeur répartit les volumes de chauffage et de climatisation selon une pondération reflétant leur importance relative par catégorie de consommateurs. Les paramètres fondamentaux utilisés ont été établis dans les années 1980. Certains ajustements à ces paramètres ont cependant été apportés, à compter de 2002, pour tenir compte des effets compensatoires entre les tarifs D et DT.

La Régie note que les distributeurs gaziers se sont vu autoriser des mécanismes similaires à celui proposé par le Distributeur. SCGM et Gazifère inc. utilisent un compte de nivellement de la température depuis plusieurs années.

Certains intervenants rejettent la proposition du Distributeur. Toutefois, AQCIE/CIFQ et l'UC l'appuient, sauf en ce qui a trait à la rémunération de ce compte. De plus, AQCIE/CIFQ propose l'établissement d'un compte portant également sur les écarts de revenus de transport attribuables aux aléas de la demande.

**La Régie opte pour une protection contre les risques associés aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution. Le nivellement des aléas reliés à la température est justifié par le fait que ceux-ci sont entièrement hors du contrôle du Distributeur et qu'ils doivent se compenser au fil des ans. Quant aux aléas de la demande, la Régie considère que les écarts de fin d'année doivent être supportés, non par les clients, mais par l'actionnaire qui est rémunéré pour assumer ce risque. La Régie juge qu'il n'y a pas lieu de modifier cette règle.**

**Par conséquent, la Régie accepte le mécanisme de nivellement proposé par le Distributeur, qui élimine le risque dû aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution. La Régie demande au Distributeur de compiler, sur une base mensuelle, les informations pertinentes sur les écarts. Le Distributeur devra également documenter le fonctionnement du compte dans les dossiers tarifaires et les rapports annuels à venir.**

**Quant à la répartition de l'impact des conditions climatiques, la Régie retient la proposition d'OC, voulant que la pondération proposée, établie dans les années 1980, soit mise à jour et déposée lors du prochain dossier tarifaire.**

---

<sup>5</sup> Dossier R-3550-2004, pièce HQD-2, document 1, page 46.

### ***Traitement comptable et réglementaire***

Le Distributeur propose de compiler sur une base mensuelle les écarts dus aux aléas climatiques en volume et en revenus. Ces écarts porteront intérêt au taux moyen du coût en capital. Les sommes accumulées dans ce compte seront versées dans un autre compte inclus dans la base de tarification au début de la deuxième année témoin suivant celle visée par les écarts.

Le Distributeur est d'avis qu'en raison de sa nature, le solde de ce deuxième compte devrait naturellement s'effacer au fil des années, sans nécessiter d'amortissement. Il mentionne que si les impacts négatifs ou positifs se suivaient et entraînaient des impacts financiers importants, il lui serait toujours temps de demander l'amortissement du compte.

Considérant que les écarts sont établis sur des données réelles, le Distributeur commencera à les compiler à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006.

Certains intervenants sont en désaccord avec l'inclusion du compte de nivellement dans la base de tarification et sa capitalisation au taux moyen du coût en capital. **AQCIE/CIFQ** propose de rémunérer le compte au taux de la dette ou à un taux spécifique. L'UC propose de ne pas le rémunérer.

**La Régie accepte les modalités de traitement de ce compte tel que proposé par le Distributeur. Enfin, la Régie rejette les propositions visant à rémunérer le solde de ce compte à un taux différent de celui du taux moyen du coût en capital pour les motifs énoncés à la section 2.4.**

### **2.3 COMPTE DE *PASS-ON* POUR LES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

Le Distributeur présente dans ce dossier tarifaire un suivi des préoccupations exprimées par la Régie dans sa décision D-2005-34<sup>6</sup>. Afin de favoriser cet examen, la Régie a exigé que le Distributeur :

- cumule sur une base mensuelle les informations sur les écarts proposés en preuve et privilégie l'utilisation du coût et du revenu par catégorie tarifaire;
- documente le fonctionnement du compte de *pass-on*;
- présente un examen complet du compte de *pass-on*;

---

<sup>6</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 50.

- communique ses réflexions sur le mécanisme de disposition du compte de *pass-on* dans les tarifs;
- explique comment un compte de *pass-on* pour la fourniture permet de maintenir, pour le Distributeur, un incitatif à minimiser ses coûts d'approvisionnement<sup>7</sup>.

Le Distributeur présente deux méthodes d'intégration dans le compte de *pass-on* :

**Option 1.** Le calcul des écarts s'appuie sur les données réelles couvrant une période de 12 mois, du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre. Les écarts sont intégrés dans le dossier tarifaire du deuxième exercice subséquent.

**Option 2.** Une première lecture à la mi-année capte les écarts du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin, qui sont intégrés dans le dossier tarifaire suivant. Puis une deuxième lecture est effectuée à la fin de l'année pour couvrir les écarts encourus du 1<sup>er</sup> juillet au 31 décembre, qui sont intégrés dans le dossier tarifaire du deuxième exercice subséquent.

Le Distributeur propose de retenir l'option 1. Il demande également que le compte soit rémunéré au taux moyen du coût en capital. Enfin, il juge prématuré de traiter de l'amortissement de ce compte avant d'en saisir le portrait global aux termes de la première année d'utilisation (année 2005).

La Régie prend acte des éléments composant le compte de *pass-on* et de son fonctionnement.

**La Régie accepte la proposition du Distributeur, soit la méthode d'intégration axée sur le calcul des écarts sur la base des données réelles couvrant une période de 12 mois, du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.**

**Dans la décision D-2005-34<sup>8</sup>, la Régie a autorisé la création d'un compte de *pass-on* pour l'année 2005. Dans la présente décision, la Régie reconduit le compte de *pass-on* pour l'année 2006 et les années suivantes. Elle considère également que le compte de *pass-on* doit être traité hors base et porter intérêt au taux moyen du coût en capital, en cohérence avec les autres comptes de frais reportés.**

---

<sup>7</sup> Voir section 4.2.

<sup>8</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2004, page 49.

**Quant à la disposition de ce compte, la Régie accepte la demande du Distributeur de traiter ce sujet au terme de la première année d'utilisation, soit l'année 2005. Elle demande donc au Distributeur de présenter les modalités de disposition dans le prochain dossier tarifaire.**

#### **2.4 INCLUSION DANS LA BASE DE TARIFICATION DE CERTAINS COMPTES DE FRAIS REPORTÉS**

Le Distributeur affirme qu'un compte de frais reportés hors base porte intérêt au taux moyen du coût en capital jusqu'à l'entrée du compte dans la base de tarification. À partir de ce moment, l'amortissement du solde du compte débute et les intérêts cessent d'être capitalisés. Par ailleurs, l'inclusion dans la base de tarification procure un rendement au taux moyen du coût en capital et le montant qui en résulte est intégré dans le coût de service du Distributeur à titre de coût en capital. Par conséquent, il se considère pénalisé lorsqu'il utilise des comptes hors base.

Il demande donc d'inclure dans la base de tarification les comptes de frais reportés suivants :

- option d'électricité interruptible;
- transfert des coûts de fourniture d'électricité patrimoniale;
- transfert du coût de service de transport;
- compte de frais reportés du tarif BT;
- compte de *pass-on* au titre des coûts d'approvisionnement postpatrimonial.

Certains intervenants sont en désaccord avec l'inclusion de ces comptes dans la base de tarification et leur rémunération au taux moyen du coût en capital. **AQCIE/CIFQ** propose de rémunérer les comptes de frais reportés au taux de la dette ou à taux spécifique.

Le Distributeur mentionne ne pas faire de financement à la pièce et que la notion de financement spécifique est inexistante pour Hydro-Québec. De plus, il est d'avis que la Régie doit reconnaître aux comptes de frais reportés le même coût de financement que celui appliqué au fonds de roulement réglementaire.

Dans des décisions précédentes, la Régie a déjà autorisé la création de ces comptes de frais reportés hors base et la capitalisation au taux moyen du coût en capital. **Pour fins de simplification et d'uniformité avec les autres comptes de frais reportés, la Régie juge utile l'inclusion des comptes de frais reportés dans la base de tarification au moment de leur disposition ou amortissement.**

**La Régie juge que la rémunération de ces comptes au taux moyen du coût en capital constitue un traitement réglementaire habituel et raisonnable. L'examen des propositions visant des formes différentes de rémunération de ces comptes comporte un lien étroit avec l'examen de la structure du capital et des risques d'affaires de l'entreprise réglementée. Ces sujets débordent le cadre du présent dossier.**

## **2.5 ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES**

Dans la décision D-2005-34<sup>9</sup>, la Régie demande au Distributeur de l'aviser de tout changement à ses activités non réglementées.

Le Distributeur fait état d'un seul changement important : en juillet 2005, par le biais de sa filiale Hydro-Québec Valtech inc., il a procédé à la vente d'HydroSolution. Afin d'assurer une transition harmonieuse pour la clientèle, il a convenu de collaborer avec l'acheteur sur une période de transition se terminant en décembre 2005, au terme de laquelle l'acheteur se chargera de la totalité des opérations d'HydroSolution.

Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître l'impact d'une baisse de revenus de 6,5 M\$, découlant de cette transaction, sur le revenu requis de l'année témoin 2006. L'impact correspond à la portion des coûts, dont les frais d'envoi de factures et d'encaissement, qui étaient partagés entre HydroSolution et le Distributeur et qui, dorénavant, devront être entièrement assumés par le Distributeur. Pour atténuer cet impact, le Distributeur propose de diminuer de 3,5 M\$ la provision pour aléas d'exploitation.

**La Régie est satisfaite de la preuve du Distributeur et accepte d'inclure le montant de 3 M\$ au revenu requis de l'année témoin 2006 du Distributeur.**

---

<sup>9</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 54.

## 2.6 CODE DE CONDUITE

Le Distributeur a déposé son *Code de conduite du distributeur* (Code de conduite). Le 17 novembre 2005, le document a fait l'objet d'une révision.

**La Régie a pris connaissance du document et elle estime que le Code de conduite dans sa forme actuelle est acceptable, sous réserve de l'adaptation suivante :**

- **à l'article 4.3, le Distributeur devra insérer, entre les expressions « doivent travailler indépendamment » et « des employés du Producteur », l'expression « et être physiquement séparés », et ce, dans le but d'assurer une concordance avec le *Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres* et le *Code de conduite du Transporteur*.**

Le Distributeur a demandé à la Régie de surseoir à l'application des articles 4.17 à 4.19 du Code de conduite tant et aussi longtemps qu'il ne sera pas en mesure d'appliquer ces dispositions à toutes ses entités affiliées. Ces articles portent sur l'application des *Conditions de service d'électricité* aux entités affiliées du Distributeur.

**La Régie accepte de surseoir à l'application de ces dispositions. Elle demande au Distributeur de lui soumettre un plan et un échéancier des travaux, dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

**La Régie demande au Distributeur de déposer la version corrigée du Code de conduite pour approbation, au plus tard le 9 mars 2006, à 12 h.**

## 3. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR

L'ensemble des mesures d'efficacité et de balisage a été discuté en réunions techniques.

### 3.1 EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR

#### *Interne*

Le Distributeur présente 23 indicateurs d'efficacité interne qu'il regroupe en trois grandes catégories : indicateurs globaux, indicateurs du processus Service à la clientèle (SALC) et indicateurs du processus Distribution. Le Distributeur demande à la Régie de suspendre le suivi des six indicateurs suivants, jugés non pertinents<sup>10</sup> :

- Coût total Distribution et SALC (k\$) par km de réseau;
- Charges d'exploitation nettes Distribution et SALC (k\$) par km de réseau;
- Coût total du processus SALC ( $\phi$ ) par kWh normalisé;
- Charges d'exploitation nettes du processus SALC ( $\phi$ ) par kWh normalisé;
- Effectif moyen du processus SALC par TWh normalisé;
- Effectif moyen du processus Distribution par TWh normalisé transité par le réseau.

La Régie considère acceptables l'analyse et les justifications apportées par le Distributeur. La Régie note d'ailleurs qu'aucun intervenant n'a manifesté d'opposition à cet égard.

**La Régie acquiesce à la demande du Distributeur et suspend le suivi de ces six indicateurs.**

Le calcul des 17 indicateurs d'efficacité restants exclut les coûts liés aux approvisionnements en électricité, au service de transport, aux réseaux autonomes et au PGEÉ. Parmi les 17 indicateurs, 11 présentent une décroissance annuelle moyenne sur la période 2001 à 2006. Les six autres indicateurs connaissent une évolution nulle ou légèrement défavorable sur la période 2001 à 2006. Cependant, dans tous les cas, la hausse observée est inférieure à celle de l'indice des prix à la consommation qui, sur la même période, a crû en moyenne de 2,2 %, annuellement.

---

<sup>10</sup> Dans sa décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 25, la Régie jugeait que la liste des 23 indicateurs pouvait être revue, le cas échéant.

**TABLEAU 1**  
**INDICATEURS D'EFFICIENCE INTERNE**

<i>Indicateurs</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>Croissance annuelle moyenne 2001-2006</i>
	<i>(réel)</i>	<i>(réel)</i>	<i>(réel)</i>	<i>(réel)</i>	<i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>(projeté)</i>	
<b>Indicateurs globaux</b>							
CT Distribution et SALC (\$) / Abonnement	566	560	531	526	556	571	0,2 %
CEN Distribution et SALC (\$) / Abonnement	251	259	251	248	245	249	(0,1 %)
IEN (\$) / Abonnement	1 986	1 989	1 981	2 003	2 004	2 014	0,3 %
CT Distribution et SALC (¢) / kWh normalisé	1,30	1,27	1,17	1,18	1,22	1,25	(0,9 %)
CEN Distribution et SALC (¢) / kWh normalisé	0,58	0,59	0,55	0,56	0,54	0,54	(1,2 %)
IEN (k\$) / km réseau	67,0	67,6	67,7	69,0	69,6	70,7	1,1 %
IEN (¢) / kWh normalisé transité par le réseau	7,08	6,96	6,79	6,79	6,85	6,88	(0,6 %)
<b>Indicateurs du processus SALC</b>							
CT SALC (\$) / Abonnement	157	166	152	150	157	166	1,2 %
CEN SALC (\$) / Abonnement	134	140	133	134	132	135	0,1 %
Effectif moyen SALC / 100 000 abonnements	99	98	99	98	92	93	(1,2 %)
<b>Indicateurs du processus Distribution</b>							
CT Distribution (\$) / Abonnement	409	393	375	371	389	393	(0,8 %)
CEN Distribution (\$) / Abonnement	120	122	121	116	112	112	(1,3 %)
CT Distribution (¢) / kWh normalisé transité par le réseau	1,46	1,37	1,29	1,26	1,33	1,34	(1,6 %)
CEN Distribution (¢) / kWh normalisé transité par le réseau	0,43	0,43	0,41	0,39	0,38	0,38	(2,2 %)
CT Distribution (k\$) / km réseau	13,8	13,3	12,8	12,8	13,5	13,8	0,0 %
CEN Distribution (k\$) / km réseau	4,1	4,2	4,1	4,0	3,9	3,9	(0,6 %)
Effectif moyen Distribution / 1000 km de réseau	35	35	35	35	34	34	(0,4 %)
<b>Taux de croissance de l'inflation - IPC Canada</b>	<b>2,2 %</b>	<b>2,8 %</b>	<b>1,9 %</b>	<b>2,0 %</b>	<b>2,0 %</b>	<b>2,0 %</b>	<b>2,2 %</b>

*CT : Coût total*  
*CEN : Charges d'exploitation nettes*  
*IEN : Immobilisations en exploitation nettes*

*Source : Pièce B-25-HQD-3, document 1, page 25, révision du 22 novembre 2005*

Le Distributeur mentionne que sur la période 2001-2006, la croissance de certains intrants utilisés pour calculer les indicateurs d'efficacité, dont le coût total du processus SALC et les charges d'exploitation nettes, est causée par :

- l'augmentation de la masse salariale à la suite de l'application des conventions collectives;
- la croissance du coût de retraite;

- l'amortissement des frais reportés du tarif BT;
- la hausse de l'amortissement associé aux mises en service;
- les variations du coût du capital.

Le Distributeur présente également l'évolution de l'efficacité de quatre sous-processus liés au processus SALC, soit :

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

Afin d'améliorer sa performance et son efficacité, le Distributeur vise, d'une part, à contenir l'évolution annuelle moyenne de tous ses indicateurs sous l'inflation. D'autre part, il entend continuer à contrôler ses charges d'exploitation et à améliorer son approche et ses critères de choix et de priorité d'investissements, ainsi que le suivi des projets actuels et futurs.

**La Régie considère acceptables les résultats et analyses présentés par le Distributeur dans le cadre de l'évaluation de son efficacité interne. La Régie prend acte de la volonté du Distributeur de contenir l'évolution annuelle moyenne de tous ses indicateurs sous l'inflation. Elle prend également acte des moyens mis en œuvre par le Distributeur pour réduire ses coûts et améliorer son efficacité, notamment la réalisation d'un diagnostic complet de la planification de ses investissements.**

**Enfin, la Régie demande au Distributeur, lors du prochain dossier tarifaire, de joindre à la liste des indicateurs de performance les indicateurs du domaine Satisfaction de la clientèle déposés dans le cadre de son rapport annuel.**

### *Externe*

Le Distributeur fait état du balisage externe effectué pour ses processus Distribution et SALC pour l'année 2004 à partir des données de 2003.

L'exercice de balisage externe présenté par le Distributeur est basé sur les programmes *Customer service* et *Transmission & Distribution* (T & D) de la firme américaine

PA Consulting, pour lesquels 35 et 47 entreprises respectivement ont participé. Le Distributeur prenait également part au programme COPE parrainé par l'Association canadienne de l'électricité, mais il a cessé d'y participer en raison de la faiblesse du modèle de balisage, de ses doutes quant à la qualité des données et du bassin de comparaison très limité.

### Processus Service à la clientèle

Le Distributeur présente et analyse le niveau de performance de quatre services liés au processus Service à la clientèle.

**TABLEAU 2**  
**PERFORMANCE DES SALC (DONNÉES 2003)**

<i>Services</i>	<i>Moyenne des entreprises</i>	<i>Résultat du Distributeur</i>	<i>Rang du Distributeur (en quartile)</i>
Réponse téléphonique			
Délai moyen de réponse (sec.)	76	44	Q2
Coefficient service téléphonique (30 sec.)	72 %	72 %	Q3
Taux d'abandon	5,8 %	4,5 %	Q2
Relève de compteurs			
% des lectures estimées	4,83 %	4,30 %	Q3
Facturation			
% des factures ajustées	1,28 %	5,85 %	Q4
Recouvrement			
% des clients interrompus	3,80 %	0,50 %	Q1

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

Le Distributeur explique son classement dans le quatrième quartile (Q4), en ce qui a trait au pourcentage de factures ajustées, par le fait que plusieurs déménagements au Québec se font autour du 1<sup>er</sup> juillet, et qu'il serait beaucoup trop coûteux d'effectuer un relevé spécial pour tous les clients déménageant durant cette courte période. Le Distributeur émet ainsi une première facture basée sur une estimation.

De plus, le Distributeur présente et analyse les coûts par client de 17 activités du Service à la clientèle.

**TABLEAU 3**  
**COÛTS PAR CLIENT (\$US) DES SALC (DONNÉES 2003)**

<i>Activités</i>	<i>Moyenne des entreprises</i>	<i>Résultat du Distributeur</i>	<i>Rang du Distributeur (en quartile)</i>
Centre d'appels	9,35	11,99	Q4
Relève de compteurs	7,96	7,56	Q2
Facturation	6,63	7,02	Q3
Encaissement	1,10	0,55	Q1
Bureaux d'affaires	3,98	0,08	Q1
Agence / Poste de paiement	0,57	0,31	Q1
Activités terrain (compteurs résidentiels)	7,10	3,03	Q2
Gestion des dossiers Recouvrement	2,16	4,37	Q4
Activités terrain Recouvrement	2,03	0,82	Q1
Gestion des effectifs terrains	0,55	0,00	Q1
Mauvaises créances	10,52	9,91	Q3
Subtilisation d'énergie	0,61	0,90	Q4
Protection des revenus (Autre)	0,51	0,00	Q1
Affaires des consommateurs	0,52	0,11	Q2
Système d'information clientèle	4,80	3,73	Q2
Support SALC	2,10	2,43	Q4
Avantages sociaux	8,41	2,31	Q1
<b>Total</b>	<b>61,34</b>	<b>55,12</b>	<b>Q3</b>

*Source : Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 13*

Note : Les données détaillées présentées par le Distributeur totalisent 68,90 \$US, alors que le total devrait être 61,34 \$US tel que démontré par la preuve.

**Compte tenu du peu d'écart entre ses résultats et les moyennes des autres entreprises participantes, la Régie considère que le Distributeur présente des résultats satisfaisants pour la performance de ses SALC.**

### **Processus Distribution**

Le programme T & D de la firme PA Consulting comporte 22 indicateurs de performance regroupés en trois grands domaines d'intérêt, soit les coûts, la continuité de service et la sécurité des employés.

Le programme T & D aborde la distribution comme un tout, la comparaison entre les entreprises se faisant davantage sur la base d'indicateurs globaux de coûts et de qualité. Le Distributeur n'a complété que la partie « lignes de distribution » du programme.

**TABLEAU 4**  
**PERFORMANCE – PROCESSUS DISTRIBUTION**  
**(DONNÉES 2003)**

<i>Volets</i>	<i>Nombre d'indicateurs</i>	<i>Rang du Distributeur (en quartile)</i>
Coûts	11	frontière Q1-Q2
Continuité de service	7	Q2-
Sécurité au travail	4	Q4-
<b>Total</b>	<b>22</b>	

*Source : Pièce B-1-HQD-3, document 1, pages 16, 17 et 18*

La performance globale du Distributeur est satisfaisante. Parmi les 22 indicateurs, six d'entre eux présentent des résultats inférieurs à la moyenne.

**Volet Coûts :**

- Coûts d'exploitation et d'entretien / Client de distribution;
- Coûts d'exploitation et d'entretien / Valeur brute des actifs en distribution.

**Volet Continuité de service :**

- IF<sup>11</sup> *incluant* les événements majeurs et les interruptions planifiées;
- IF *excluant* les événements majeurs et les interruptions planifiées.

**Volet Sécurité au travail :**

- Taux de fréquence des accidents avec perte de temps;
- Taux de fréquence des accidents avec perte de temps et assistance médicale.

**La Régie considère que le Distributeur présente des résultats satisfaisants. Toutefois, elle constate qu'il doit poursuivre l'implantation de mesures précises afin d'améliorer son efficacité. La Régie prend également acte du fait que le Distributeur prévoit analyser qualitativement et quantitativement d'autres activités.**

<sup>11</sup> L'acronyme IF ou *Indice de fréquence* mesure le nombre moyen d'interruptions par client raccordé par année.

## **Poursuite et fréquence des exercices de balisage externe**

Le Distributeur participait au programme *Customer service* de la firme PA Consulting en 2005. Il collaborait également en 2005 au programme T & D de la même firme. Des analyses visant à trouver des pistes d'amélioration de l'efficacité sont en cours et se poursuivront en 2006. Pour 2006, le Distributeur prévoit maintenir sa participation aux deux programmes offerts par PA Consulting<sup>12</sup>.

La Régie considère que le balisage est une activité permettant à une entreprise, d'une part, de cerner et de comprendre ses succès et ses écarts de performance lorsqu'elle se compare à d'autres organisations. D'autre part, elle lui donne de l'information sur les pistes d'amélioration et les meilleures pratiques d'affaires à implanter pour accroître son efficacité.

Le balisage externe constitue un processus interactif, dynamique et en constante progression, ne reposant pas sur un ensemble statique de connaissances. La Régie croit que les bénéfices du balisage sont tangibles, multiples et peuvent se résumer ainsi :

- amélioration de la position concurrentielle d'une organisation;
- amélioration de la qualité des services et de la productivité;
- amélioration du *monitoring* de la performance globale et opérationnelle.

**La Régie estime que les exercices de balisage externe doivent être poursuivis périodiquement afin d'exercer une surveillance des résultats et de dégager les tendances d'évolution des différents indicateurs.**

**La Régie demande au Distributeur de présenter les résultats de ces plus récents exercices de balisage lors de rencontres techniques avec les intervenants et le personnel de la Régie.**

**La Régie prend acte du fait qu'au terme de trois années consécutives de participation aux exercices de balisage structuré de PA Consulting (2004, 2005 et 2006), le Distributeur sera en mesure de juger de la fréquence optimale de sa participation. La Régie demande donc au Distributeur de lui présenter les conclusions de sa réflexion et une proposition à cet égard au terme de ces trois années.**

---

<sup>12</sup> Pièce B-17-HQD-14, document 3, page 20.

## *Écoefficiente*

L'écoefficiente est un concept opérationnel à caractère économique, social et environnemental se basant sur le principe du développement durable. Son but n'est pas de produire moins, mais de produire mieux en réduisant les impacts sur l'environnement.

Le **GRAME**, ainsi que le **RNCREQ** dans sa demande d'intervention, ont demandé que soient adoptés des indicateurs environnementaux afin de mesurer l'écoefficiente du Distributeur. Selon ces intervenants, le développement d'indicateurs d'écoefficiente permettrait de quantifier l'effort environnemental du Distributeur et d'évaluer sa performance.

**Bien que cette avenue puisse être explorée éventuellement, la Régie ne retient pas la proposition du GRAME et du RNCREQ, car aucune preuve concrète et étoffée n'a été déposée dans le présent dossier quant aux impacts et aux bénéfices de l'adoption d'indicateurs d'écoefficiente pour mesurer la performance du Distributeur à cet égard.**

### **3.2 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR**

#### *Centre de services partagés (CSP)*

Le Distributeur 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 à recevoir, de conditions de facturation et de niveaux de performance requis. Elles sont négociées en fonction des grilles tarifaires des produits et services des fournisseurs, des volumes de consommation prévus par le Distributeur pour l'exercice financier à venir et des besoins en informations de gestion.

Afin d'évaluer la performance globale de ses fournisseurs internes, le Distributeur propose d'utiliser l'indicateur Charges de services partagés par abonnement<sup>13</sup> sur la période 2001-2006. Le Distributeur affirme avoir réussi, dans l'ensemble, à réduire les charges de services partagés, bien que la croissance du nombre d'abonnements au Québec sur cette période ait naturellement fait diminuer la valeur de l'indicateur.

---

<sup>13</sup> Pièce B-1-HQD-3, document 2, page 7.

**TABLEAU 5**  
**CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (\$) / ABONNEMENT**

<i>Indicateur global</i>	<i>2001</i> <i>(réel)</i>	<i>2002</i> <i>(réel)</i>	<i>2003</i> <i>(réel)</i>	<i>2004</i> <i>(réel)</i>	<i>2005</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2006</i> <i>(projeté)</i>	<i>Croissance annuelle moyenne 2001-2006</i>
Charges de services partagés (\$) par abonnement au Québec	109,41	106,19	105,92	100,13	95,56	97,45	(2,3 %)

*Source : Pièce B-1-HQD-3, document 2, page 8*

Le Distributeur présente aussi six indicateurs spécifiques d'efficacité proposés par le CSP et élaborés sur la base de la consommation et des coûts facturés au Distributeur. Les tarifs du CSP sont établis en fonction du coût complet et sont appliqués de façon uniforme à l'ensemble de sa clientèle. Le tableau suivant présente par domaine les six indicateurs du CSP.

**TABLEAU 6**  
**ÉVOLUTION DES INDICATEURS SPÉCIFIQUES DU CSP**

<i>Domaine / Indicateurs</i>	<i>2001</i> <i>(réel)</i>	<i>2002</i> <i>(réel)</i>	<i>2003</i> <i>(réel)</i>	<i>2004</i> <i>(réel)</i>	<i>2005</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2006</i> <i>(projeté)</i>	<i>Croissance annuelle moyenne 2001-2006</i>
<b>Services immobiliers</b>							
Coût d'exploitation (\$) / m <sup>2</sup>	101,30	109,30	121,30	90,30	90,20	96,68	(0,9 %)
Taux d'inoccupation (%)	1,6	1,4	0,6	1,6	1,4	0,9	s. o.
<b>Services de transport</b>							
Coût d'entretien (\$) / Véhicules équivalents	n.d.	3006	2913	2872	2871	2980	(0,2 %)
<b>Gestion du matériel</b>							
Coût de gestion CSP (\$) / Matériel consommé	0,22	0,19	0,18	0,18	0,18	0,19	(2,9 %)
<b>Télécommunications de services</b>							
Coût moyen (\$) / Ligne téléphonique	1638	1558	1558	1552	1676	1823	2,2 %
<b>Bureautique</b>							
Coût moyen (\$) / Ordinateur	n.d.	n.d.	2413	2594	2422	2199	(3,1 %)

n.d. : non disponible  
s. o. : sans objet

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

Note : Les écarts sont dus aux arrondissements.

Tous les indicateurs d'efficacité du CSP se situent à un niveau inférieur à celui observé au départ, à l'exception des Télécommunications de services. Le CSP souligne qu'il s'agit d'une performance exceptionnelle étant donné :

- la progression annuelle des salaires et de l'inflation de 13 M\$ (1,8 %) depuis 2001;
- la croissance de la charge de retraite de 35,2 M\$ (4,8 %).

Afin de respecter les engagements pris lors du dépôt de son plan de balisage à l'automne 2003, le CSP présente les résultats des exercices de balisage effectués par l'entremise de firmes externes pour évaluer sa compétitivité dans les domaines Services immobiliers, Services de transport, Bureautique, Gestion du matériel, Solutions informatiques, Acquisition et Gestion documentaire. Selon le CSP, les coûts et la performance de ces différents domaines se situent généralement dans la moyenne des résultats provenant des entreprises ayant participé aux diverses études de balisage<sup>14</sup>. Seul le domaine Gestion du matériel mérite une attention particulière aux dires du CSP, car son positionnement par rapport au marché est à améliorer.

**La Régie considère acceptables les résultats présentés quant à l'efficacité du CSP et de ses services offerts au Distributeur.**

**Au sujet de la poursuite de l'exercice de balisage, la Régie prend acte du fait que le CSP ne prévoit pas reprendre systématiquement un balisage annuel des domaines visés par le présent exercice en raison des efforts importants en termes de ressources humaines et matérielles, mais qu'il y aura recours en temps opportun. La Régie prend également acte de la volonté du CSP de concentrer ses efforts sur l'amélioration de son efficacité par l'adoption des meilleures pratiques d'affaires décelées, le renforcement de ses plans d'action et la mise en place de projets d'amélioration.**

### *Télécommunications spécialisées*

Dans la décision D-2005-34<sup>15</sup>, la Régie acceptait, d'une part, la proposition du Distributeur et de son fournisseur de centrer l'examen des coûts des télécommunications spécialisées sur le coût de service des radios mobiles, étant donné qu'il représente plus de 80 % des coûts de télécommunications spécialisées assumés par le Distributeur.

D'autre part, la Régie jugeait adéquate la grille d'analyse des coûts de service des radios mobiles déposée par le Distributeur, bien qu'elle ne disposait pas à ce moment-là d'une

<sup>14</sup> Pièce B-1-HQD-3, document 2, page 20.

<sup>15</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 28.

étude de balisage lui permettant de l'utiliser. Elle indiquait pouvoir statuer sur ladite grille lorsque le Transporteur aurait déposé son étude de balisage sur ces services.

Le 12 juillet 2005, le Transporteur rendait public, à l'exception des données confidentielles, le rapport de balisage préparé par le Shpligler Group et intitulé *Utility Telecommunications Benchmarking – A Comparative Study on Trends and Practices Among Transport Telecommunications Groups within Electric Utilities*.

**La preuve et le rapport de balisage déposés satisfont à la demande de la Régie.**

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

### 4.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Le Distributeur prévoit, pour l'année de base 2005, des besoins de 183,1 TWh. Pour l'année témoin 2006, les besoins en énergie sont de 187,5 TWh, dont 8,6 TWh devront être satisfaits par des approvisionnements postpatrimoniaux<sup>16</sup>.

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

**TABLEAU 7  
PRÉVISION ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE – RÉVISION DE JUIN 2005**

	2005	2006	Différence 2005-2006
Croissance du PIB (%)	1,8	2,6	0,8
Croissance du revenu personnel disponible (%)	1,6	2,2	0,6
Mises en chantier (milliers)	49,5	42,5	(7,0)
Prix du pétrole brut WTI (\$US / baril)	54,66	58,47	3,81
Prix du gaz naturel - frontière de l'Alberta (\$CA / Mpc)	7,75	8,49	0,74
Taux d'inflation (%)	2,0	2,0	0,0

Source : Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 12 et 15

<sup>16</sup> Ces chiffres incluent des pertes de 7,5 % prévues sur les réseaux de distribution et de transport. Sans l'application de ce taux de pertes, le Distributeur prévoit des ventes de 170,3 TWh pour l'année de base 2005 et de 174,2 TWh pour l'année témoin 2006, dont 7,9 TWh devront être satisfaits par des approvisionnements postpatrimoniaux.

La croissance anticipée des ventes pour l'année témoin 2006 découle principalement de l'évolution des ventes aux tarifs D, M, BT et L ainsi qu'aux contrats spéciaux.

**Tarif D.** La croissance nette des ventes prévues de 1,2 TWh résulte en majeure partie des nouvelles mises en chantier résidentielles et elle est atténuée partiellement par l'impact anticipé du PGEÉ.

**Tarif M.** La croissance nette prévue de 0,6 TWh provenant majoritairement du secteur général et institutionnel s'explique par l'évolution des paramètres démographiques et économiques, de même que par l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité. Cette croissance est atténuée en partie par l'impact anticipé du PGEÉ.

**Tarif BT.** La décroissance des ventes prévues découle tout simplement de l'abrogation de ce tarif à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006.

**Tarif L.** La décroissance de 4,3 TWh, en 2006, résulte essentiellement du transfert vers les contrats spéciaux des ventes prévues à Alcan et à Alouette phase 2. Ce transfert est compensé en partie par le retour à une production normale en 2006 d'un client, à la suite d'une grève de deux mois en 2005, par la majoration des livraisons prévues aux réseaux de distribution municipaux, l'ajout de capacité dans certains secteurs d'activités et l'arrivée de nouveaux clients industriels, commerciaux et institutionnels.

**Contrats spéciaux.** La croissance de 6,9 TWh en 2006 s'explique principalement par le transfert en provenance du tarif L des ventes prévues à Alcan, dont les livraisons devraient atteindre leur niveau moyen et à Alouette phase 2, qui devrait produire à pleine capacité, tout comme l'usine Aluminerie de Bécancour inc.

La preuve présentée par **SÉ/AQLPA** montre une prévision des ventes légèrement inférieure à celle du Distributeur en raison notamment de la prise en compte de l'évolution récente des prix de l'énergie. Le **GRAME**, pour sa part, prévoit une croissance de la demande légèrement supérieure à celle du Distributeur.

**La Régie est satisfaite de la prévision de la demande soumise par le Distributeur. Elle conclut que cette dernière est valable pour déterminer les tarifs. Conséquemment, elle ne retient pas les propositions du GRAME et de SÉ/AQLPA.**

**De plus, la Régie rejette la demande du GRAME à l'effet que le Distributeur conserve une température de référence de 15 °C pour établir sa prévision de la demande, notamment pour le secteur domestique et agricole. La Régie considère que la base**

d'établissement des prévisions doit être la même pour le plan d'approvisionnement et le dossier tarifaire. Elle retient donc 18 °C à titre de température de référence. De plus, tel que mentionné à la décision D-2005-178<sup>17</sup>, ce changement méthodologique sera abordé à l'occasion de l'examen du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur.

## 4.2 COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Les achats d'électricité du Distributeur passent de 4 567,0 M\$ en 2004 à 5 194,5 M\$ en 2006. Cette augmentation est principalement attribuable aux achats d'électricité postpatrimoniale, dont les coûts totaux atteignent 707,1 M\$ en 2006 alors qu'ils étaient inexistantes en 2004. D'ailleurs, plus des trois quarts de la croissance du coût de service du Distributeur entre 2005 et 2006 sont dus aux coûts de l'électricité postpatrimoniale.

**TABLEAU 8**  
**ACHATS D'ÉLECTRICITÉ**

<i>(en M\$)</i>	<i>2004 (réel)</i>	<i>2005 (réel 6/12- budget 6/12)</i>	<i>2006 (projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
Électricité patrimoniale	4 575,0	4 596,9	4 603,5	28,5	0,6 %
Électricité postpatrimoniale	0,0	241,7	707,1	707,1	
Tarifs de gestion et énergie de secours	86,2	44,1	17,5	(68,7)	(79,7 %)
Ajustement des contrats spéciaux	(94,2)	(79,3)	(133,6)	(39,4)	41,8 %
<b>Total</b>	<b>4 567,0</b>	<b>4 803,4</b>	<b>5 194,5</b>	<b>627,5</b>	<b>13,7 %</b>

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

Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi en additionnant les produits des volumes de chaque catégorie de consommateurs par les coûts répartis respectivement à ces catégories. Pour l'année témoin 2006, en conformité avec le paragraphe iii), alinéa 2 de l'article 52.2 de la Loi, le coût réparti à chaque catégorie de consommateurs correspond à celui fixé par le gouvernement dans son décret 759-2005.

Pour 2004, 2005 et 2006, le déficit relié au coût d'approvisionnement du tarif BT est respectivement de 50,3 M\$, 54,2 M\$ et 29,1 M\$<sup>18</sup> et il est comptabilisé dans un compte de frais reportés.

<sup>17</sup> Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 8.

<sup>18</sup> Pièce B-1-HQD-10, document 1, pages 11 et 12.

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

Enfin, en réponse aux préoccupations formulées par la Régie dans sa décision D-2005-34<sup>19</sup>, le Distributeur propose d'utiliser quatre indicateurs afin de suivre ses activités d'approvisionnement :

- le coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux;
- les prix de marché;
- le succès des appels d'offres tel que mesuré par le nombre de soumissionnaires;
- le degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et le recours à l'entente cadre.

**La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les coûts d'approvisionnement tels que présentés. De plus, la Régie prend note des quatre indicateurs de suivi des activités d'approvisionnement postpatrimonial proposés par le Distributeur. La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur à lui rendre compte, dans le cadre d'un suivi administratif, de la gestion des approvisionnements 60 jours après la fin d'une année complète. De plus, il rendra compte de manière détaillée, lors du prochain dossier tarifaire, en audience publique, de sa gestion des approvisionnements postpatrimoniaux, à l'occasion de la disposition du compte de *pass-on*.**

### 4.3 COÛTS DE TRANSPORT

Les coûts de transport du Distributeur se situent à 2 313 M\$ en 2006. Néanmoins, ce montant ne tient pas compte des augmentations demandées par le Transporteur dans le dossier R-3549-2004 phase 2.

Le **GRAME**, **SCGM** et **SÉ/AQLPA** suggèrent à la Régie d'intégrer en partie ou en totalité l'ajustement anticipé de 340 M\$ des coûts de transport de 2005 et 2006 découlant du dossier R-3549-2004 phase 2, et ce, afin d'envoyer dès maintenant le bon signal de prix aux différents consommateurs.

---

<sup>19</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, pages 49 et 50.

**Une autre formation est présentement saisie de l'examen de la demande tarifaire du Transporteur. La Régie juge qu'il est inopportun de présumer de la décision qui sera rendue à cet égard. Elle reconnaît donc les coûts de transport soumis par le Distributeur.**

#### **4.4 CHARGES D'EXPLOITATION**

Les charges d'exploitation passent de 1 049,3 M\$ en 2004 à 1 133,7 M\$ en 2006<sup>20</sup>, ce qui équivaut à une hausse annuelle moyenne de 4,0 %. Le Distributeur souligne que quatre éléments ayant des impacts ponctuels importants sur les charges d'exploitation de 2006, et sur lesquels le Distributeur n'a pas de contrôle direct, doivent être considérés spécifiquement dans l'analyse de ces dernières. Ces éléments sont : le coût de retraite, les charges de services partagés, les coûts capitalisés et les frais corporatifs.

Le Distributeur mentionne que, n'eut été de ces éléments ponctuels, les charges d'exploitation 2006 auraient été au même niveau que celles de 2004, témoignant ainsi des efforts réalisés pour augmenter son efficacité dans ses activités de base.

Le Distributeur ajoute également, en audience, qu'il poursuit le maintien du gel des charges à leur niveau budgété de 2003, soit 971,4 M\$, sauf pour des éléments spécifiques, qui n'étaient pas présents au moment de l'adoption de l'orientation du gel de charges, comme les éléments ponctuels mentionnés précédemment.

Certains intervenants, dont l'**ACEF de Québec**, **FCEI/ASSQ** et **OC**, ont manifesté leur opposition à cette interprétation du gel des charges faite par le Distributeur.

La Régie a comparé les charges d'exploitation 2006 à celles de 2003. Ces charges ont augmenté de 76,3 M\$ sur une base comparable<sup>21</sup>. À elles seules, les charges de retraite ont augmenté de 107,9 M\$ au cours de cette période. D'autres augmentations proviennent de l'embauche d'effectifs pour de nouvelles activités, soit principalement le développement du PGEÉ et la poursuite du projet Système d'information clientèle (SIC), lesquelles ont été approuvées par la Régie. Dans ce cadre, la Régie reconnaît que des efforts ont été réalisés par le Distributeur pour contrôler ses charges d'exploitation.

<sup>20</sup> Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 4.

<sup>21</sup> L'ancienne définition des charges d'exploitation, incluant les crédits du poste Récupérations des coûts et du poste Facturation interne émise, a été reprise à titre comparatif.

Par ailleurs, la Régie prend acte de l'engagement du président d'Hydro-Québec Distribution à produire, au cours de l'année 2006, un plan intégré d'amélioration de l'efficacité qui comportera des mesures précises ainsi qu'un échéancier multiannuel d'implantation.

La Régie considère qu'un tel plan d'ensemble sera utile afin d'assurer que tous les efforts raisonnables sont déployés pour optimiser les coûts de la prestation de service. La Régie demande le dépôt de ce plan lors du prochain dossier tarifaire.

La Régie reconnaît donc des charges d'exploitation d'un montant de 1 133,7 M\$ pour l'année témoin 2006.

#### 4.5 CHARGES BRUTES DIRECTES

Les charges brutes directes se composent des postes suivants :

- Masse salariale;
- Autres charges directes.

Ces charges ont progressé en moyenne de 6,1 % par année entre 2004 et 2006.

**TABLEAU 9**  
**CHARGES BRUTES DIRECTES**

<i>(en M\$)</i>	<i>2004</i> <i>(réel)</i>	<i>2005</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2006</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
Masse salariale	636,6	698,7	727,9	91,3	14,3 %
Autres charges directes	303,0	313,0	325,5	22,5	7,4 %
<b>Total</b>	<b>939,6</b>	<b>1 011,7</b>	<b>1 053,4</b>	<b>113,8</b>	<b>12,1 %</b>

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 4

## *Masse salariale*

Entre 2004 et 2006, la masse salariale a crû à un rythme annuel moyen de 7,2 %, passant de 636,6 M\$ à 727,9 M\$.

**TABLEAU 10**  
**MASSE SALARIALE**

<i>(en M\$)</i>	<i>2004</i> <i>(réel)</i>	<i>2005</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2006</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
<b>Salaire de base</b>	<b>465,1</b>	<b>467,3</b>	<b>479,5</b>	<b>14,4</b>	<b>3,1 %</b>
<b>Temps supplémentaire</b>	<b>49,7</b>	<b>43,9</b>	<b>44,8</b>	<b>(4,9)</b>	<b>(9,9 %)</b>
<b>Primes et revenus divers</b>	<b>38,3</b>	<b>34,9</b>	<b>36,1</b>	<b>(2,2)</b>	<b>(5,7 %)</b>
Régime d'intéressement corporatif	15,9	13,3	13,5	(2,4)	(15,1 %)
Régime de gestion de la performance	6,3	5,9	6,0	(0,3)	(4,8 %)
Autres primes	16,1	15,7	16,6	0,5	3,1 %
<b>Avantages sociaux</b>	<b>83,5</b>	<b>152,6</b>	<b>167,5</b>	<b>84,0</b>	<b>100,6 %</b>
Coûts de retraite	0,0	62,2	74,7	74,7	
Autres	65,9	72,9	75,3	9,4	14,3 %
Charge au titre des avantages complémentaires de retraite - retraités	17,6	17,5	17,5	(0,1)	(0,6 %)
<b>Total</b>	<b>636,6</b>	<b>698,7</b>	<b>727,9</b>	<b>91,3</b>	<b>14,3 %</b>

*Source : Pièce B-1-HQD-7, document 4, page 7*

La hausse des charges de retraite explique, à elle seule, 74,7 M\$ de la hausse totale de 91,3 M\$ de la masse salariale entre 2004 et 2006.

La hausse des salaires découle des conventions collectives de travail en vigueur et de la croissance de l'effectif annuel moyen attribuable à l'accueil des nouvelles activités suivantes :

- Entretien des génératrices, transfert de 16 employés du CSP à cette activité du Distributeur;
- PGEÉ, 51 nouveaux employés en 2005 à la suite de l'intensification des efforts prévus dans ce domaine;

- Projet SIC, 55 nouveaux employés provenant des programmes de formation pour le projet SIC et pour la mise en place du Centre de support transition;
- Dossier Schefferville, 12 nouveaux employés pour préparer la prise en charge par le Distributeur en 2006 des activités de fourniture d'électricité dans la région de Schefferville, d'en assimiler l'ensemble des processus et de les intégrer à ses activités.

Ainsi, entre 2004 et 2006, l'effectif annuel moyen du Distributeur est passé de 7 884 à 8 010 employés, et ce, principalement à cause des quatre activités mentionnées précédemment.

De plus, le poste Avantages sociaux – Autres a connu entre 2004 et 2006 une croissance moyenne de 7,1 % par année, passant de 65,9 M\$ à 75,3 M\$. Ceci est attribuable à l'augmentation des coûts des différents régimes d'assurances santé des employés et à une prise en charge temporaire accrue des coûts des assurances collectives (assurances vie et santé) de la part du Distributeur.

**La Régie reconnaît, à titre de charge nécessaire à la prestation de service du Distributeur, la masse salariale présentée. Elle rejette de ce fait les demandes de FCEI/ASSQ et d'OC voulant que la croissance de la masse salariale soit limitée à la valeur du taux de progression des ventes d'électricité, soit à 3 % en moyenne par année. La Régie constate que les analyses de ces intervenants ne tiennent pas compte, entre autres, de la hausse de la charge de retraite et de la croissance de l'effectif annuel moyen à la suite de l'accueil de nouvelles activités, dont le PGEÉ, qui vise à réduire la consommation d'électricité et donc la progression les ventes.**

### *Autres charges directes*

Les autres charges directes, incluant les rubriques Services externes et ressources financières, Stocks, achats de biens, location et autres, Dépenses de personnel et indemnités ainsi que Récupération de mauvaises créances, passent de 303 M\$ en 2004 à 325,5 M\$ en 2006, ce qui représente une hausse annuelle moyenne de 3,7 %.

**TABLEAU 11  
AUTRES CHARGES DIRECTES**

<i>(en M\$)</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
	<i>(réel)</i>	<i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>(projeté)</i>		
<b>Services externes et ressources financières</b>	<b>169,7</b>	<b>175,4</b>	<b>184,0</b>	<b>14,3</b>	<b>8,4 %</b>
Services externes	112,0	114,3	122,0	10,0	8,9 %
Services professionnels	28,5	29,0	32,6	4,1	14,4 %
Émondage	41,9	42,5	42,5	0,6	1,4 %
Courrier, messagerie	15,2	15,6	16,3	1,1	7,2 %
Autres	26,4	27,2	30,6	4,2	15,9 %
Ressources financières	57,7	61,1	62,0	4,3	7,5 %
Mauvaises créances	46,2	43,5	46,7	0,5	1,1 %
Comptes à recevoir, intérêts et autres	11,5	9,6	9,7	(1,8)	(15,7 %)
Provisions - aléas d'exploitation	0,0	8,0	5,6	5,6	
<b>Stocks, achats de biens, location et autres</b>	<b>116,3</b>	<b>122,3</b>	<b>125,4</b>	<b>9,1</b>	<b>7,8 %</b>
<b>Dépenses de personnel et indemnités</b>	<b>23,0</b>	<b>22,2</b>	<b>22,7</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(1,3 %)</b>
<b>Récupération de mauvaises créances</b>	<b>(6,0)</b>	<b>(6,9)</b>	<b>(6,6)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>10,0 %</b>
<b>Total</b>	<b>303,0</b>	<b>313,0</b>	<b>325,5</b>	<b>22,5</b>	<b>7,4 %</b>

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 5, page 3

**La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service, les autres charges directes. À l'instar de la décision D-2005-34<sup>22</sup>, elle reconnaît que, dans le cadre d'une gestion budgétaire prudente, le Distributeur peut prendre des provisions globales afin de se prémunir contre certains aléas pouvant survenir en cours d'année. En conséquence, la Régie rejette la proposition des intervenants AQCIE/CIFQ, FCEI/ASSQ et OC, qui ont remis en question l'existence ou le traitement de la provision pour aléas d'exploitation.**

#### **4.6 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS**

Entre 2004 et 2006, les charges de services partagés passent de 374,9 M\$ à 377 M\$, soit une hausse annuelle moyenne de 0,3 %. Le tableau suivant détaille l'ensemble de ces charges imputées à l'exploitation par le Distributeur sur cette période.

<sup>22</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 74.

**TABLEAU 12**  
**CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS**

<i>(en M\$)</i>	<i>2004</i> <i>(réel)</i>	<i>2005</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2006</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
<b>Centre de services partagés</b>	<b>275,0</b>	<b>267,2</b>	<b>280,6</b>	<b>5,6</b>	<b>2,0 %</b>
Approvisionnement et services	146,6	142,4	150,0	3,4	2,3 %
Technologies de l'information	72,7	73,4	74,3	1,6	2,2 %
Autres	53,0	47,3	51,4	(1,6)	(3,0 %)
Rendement sur les actifs	2,7	4,1	4,9	2,2	81,5 %
<b>Unités corporatives</b>	<b>37,8</b>	<b>36,0</b>	<b>36,7</b>	<b>(1,1)</b>	<b>(2,9 %)</b>
Services financiers	11,6	10,3	9,9	(1,7)	(14,7 %)
Ressources humaines	17,9	17,3	18,4	0,5	2,8 %
Sécurité	3,7	3,6	3,6	(0,1)	(2,7 %)
Affaires juridiques	3,6	4,4	4,4	0,8	22,2 %
Affaires corporatives et secrétariat général	1,0	0,4	0,4	(0,6)	(60,0 %)
<b>Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)</b>	<b>17,9</b>	<b>21,4</b>	<b>21,8</b>	<b>3,9</b>	<b>21,8 %</b>
<b>Hydro-Québec TransÉnergie</b>	<b>38,4</b>	<b>34,1</b>	<b>33,4</b>	<b>(5,0)</b>	<b>(13,0 %)</b>
<b>Hydro-Québec Production + Marché de gros</b>	<b>1,9</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(5,3 %)</b>
<b>Hydro-Québec Équipement</b>	<b>2,2</b>	<b>1,9</b>	<b>1,9</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(13,6 %)</b>
<b>Valorisation et Participations</b>	<b>1,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>(1,0)</b>	<b>(83,3 %)</b>
<b>Régularisations et ajustements divers</b>	<b>0,5</b>	<b>2,7</b>	<b>0,6</b>	<b>0,1</b>	<b>20,0 %</b>
<b>Total</b>	<b>374,9</b>	<b>365,3</b>	<b>377,0</b>	<b>2,1</b>	<b>0,6 %</b>

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 6, page 4

La quote-part du Distributeur dans le chiffre d'affaires du CSP se maintient aux environs de 43 % pour la période 2004-2006.

Les sommes totales que l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) facture au Distributeur sont passées de 17,9 M\$ en 2004, à 21,8 M\$ en 2006, et ce, à cause de la prise en charge complète des projets du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTE)<sup>23</sup> (2,5 M\$) et de l'impact de la hausse du coût de retraite assumé par l'IREQ. La quote-part du Distributeur, à cet égard, a quelque peu augmenté entre 2004 et 2006, passant de 24,3 % à 25,6 %.

La diminution de 5,0 M\$ des charges totales facturées par le Transporteur est attribuable aux efforts du Distributeur pour optimiser ses besoins de services provenant des ateliers spécialisés. La quote-part du Distributeur a connu une baisse, passant de 14,4 % en 2004 à 12,6 % en 2006.

<sup>23</sup> Le LTE se consacre au développement de technologies visant à améliorer la performance énergétique de la clientèle du Distributeur.

**La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les charges de services partagés telles que présentées.**

#### **4.7 FRAIS CORPORATIFS**

Les frais corporatifs à répartir 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 Hydro-Québec dans son ensemble.

Les frais corporatifs inclus dans le revenu requis du Distributeur s'élèvent à 36,9 M\$ en 2006, comparativement à 30,4 M\$ en 2004, ce qui représente une augmentation annuelle moyenne de 10,7 %.

**TABLEAU 13  
FRAIS CORPORATIFS**

<i>(en M\$)</i>	<i>2004 (réel)</i>	<i>2005 (réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2006 (projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
<b>Total du Distributeur</b>	<b>30,4</b>	<b>36,7</b>	<b>36,9</b>	<b>6,5</b>	<b>21,4 %</b>
Quote-part du Distributeur	33 %	33 %	33 %		

*Source : Pièce B-1-HQD-7, document 8, page 4*

Les variations pour cette période sont causées, en partie, par l'augmentation du coût prévu du régime de retraite. Néanmoins, la quote-part des frais corporatifs du Distributeur par rapport aux frais corporatifs globaux d'Hydro-Québec est demeurée stable à 33 % au cours de la période 2004-2006.

**La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les frais corporatifs imputés au Distributeur, lesquels ont été établis en respectant la méthode d'imputation déjà approuvée par la Régie.**

#### **4.8 COÛTS CAPITALISÉS**

Le Distributeur capitalise une partie de ses charges lorsque son personnel se consacre à des activités de construction. Les coûts capitalisés sont composés des éléments Prestations de travail, Gestion de matériel et Autres.

**TABLEAU 14  
COÛTS CAPITALISÉS**

<i>(en M\$)</i>	<b>2004</b> <i>(réel)</i>	<b>2005</b> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<b>2006</b> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
Prestations de travail	(268,2)	(273,0)	(293,9)	(25,7)	9,6 %
Gestion de matériel	(37,3)	(38,2)	(39,5)	(2,2)	5,9 %
Autres	9,9	(0,2)	(0,2)	(10,1)	(102,0 %)
<b>Total</b>	<b>(295,6)</b>	<b>(311,4)</b>	<b>(333,6)</b>	<b>(38,0)</b>	<b>12,9 %</b>

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

Bien que la valeur des prestations de travail aux investissements ait augmenté au fil des dernières années, il n'en demeure pas moins que la croissance de la demande a contribué de manière importante à cette hausse. La Régie reconnaît donc, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les coûts capitalisés tels que présentés.

#### 4.9 AUTRES CHARGES

Le Distributeur présente de la manière suivante la rubrique Autres charges.

**TABLEAU 15  
AUTRES CHARGES**

<i>(en M\$)</i>	<b>2004</b> <i>(réel)</i>	<b>2005</b> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<b>2006</b> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
Achats de combustible	42,9	54,1	58,1	15,2	35,4 %
Amortissement et déclassé	446,9	481,7	561,2	114,3	25,6 %
Taxes	109,6	104,9	99,4	(10,2)	(9,3 %)
<b>Total</b>	<b>599,4</b>	<b>640,7</b>	<b>718,7</b>	<b>119,3</b>	<b>19,9 %</b>

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

Outre l'augmentation des prix des combustibles sur les marchés depuis 2004, la croissance de la charge d'amortissement explique en majeure partie la hausse constatée depuis 2004.

Cette croissance est principalement attribuable à trois facteurs :

- une hausse de 39,2 M\$ de l'amortissement des immobilisations en actifs du réseau de distribution, qui découle directement d'investissements en Croissance de la demande;
- l'amortissement des actifs incorporels, dont de nombreux logiciels, pour un montant de 17,9 M\$;
- l'amortissement des frais reportés du PGEE et du tarif BT, qui totalise 57,2 M\$.

Par ailleurs, l'abolition de la taxe sur le revenu brut, qui a été remplacée par la taxe sur les services publics le 1<sup>er</sup> janvier 2005, a eu pour effet de réduire le coût de service du Distributeur.

**La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les autres charges telles que présentées.**

#### **4.10 REVENUS AUTRES QUE CEUX PROVENANT DE LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ**

Conformément au *Guide de dépôt* émis par la Régie, le Distributeur a reclassé certaines rubriques qui étaient auparavant présentées en réduction de ses revenus requis. Ces rubriques, soit la Facturation externe émise, la Facturation interne émise, la Récupération de coûts (à l'exception du volet mauvaises créances) et les Crédits reliés au remboursement gouvernemental, sont dorénavant présentées à titre de revenus sous la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité. Le Distributeur tient à souligner que cette nouvelle présentation n'a aucun impact sur ses tarifs d'électricité puisque ces sommes créditrices sont prises en compte lors de l'établissement de son revenu additionnel requis<sup>24</sup>. Le tableau ci-dessous présente le détail de la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité pour les années 2004 à 2006.

---

<sup>24</sup> Pièce B-75-HQD-1, document 1, page 12, révision du 27 janvier 2006.

**TABLEAU 16**  
**REVENUS AUTRES**

<i>(en M\$)</i>	<i>2004</i> <i>(réel)</i>	<i>2005</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2006</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
Facturation externe émise	58,3	54,9	54,9	(3,4)	(5,8 %)
Facturation interne émise	55,0	50,3	52,9	(2,1)	(3,8 %)
Récupération de coûts	52,1	38,7	33,1	(19,0)	(36,5 %)
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	4,1	3,9	3,6	(0,5)	(12,2 %)
<b>Total</b>	<b>169,5</b>	<b>147,8</b>	<b>144,5</b>	<b>(25,0)</b>	<b>(14,7 %)</b>

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

Le Distributeur a procédé en 2005 à la vente de sa filiale HydroSolution. En conséquence, des revenus de 6,5 M\$ n'ont pas été planifiés pour 2006. En 2004, des revenus de 8,7 M\$ ont été facturés dans le cadre de missions d'assistance et de dépannage aux États-Unis, mais étant donné le caractère non récurrent et difficilement prévisible de ces missions, aucun revenu (ni coût afférent) n'a été prévu à ce titre pour 2005 et 2006.

L'intérêt sur le crédit gouvernemental relatif à la tempête de verglas de 1998 passe de 4,1 M\$ à 3,6 M\$ entre 2004 et 2006, soit une baisse de 12,2 %.

**Compte tenu, entre autres, de la vente d'HydroSolution et du caractère non récurrent des missions d'assistance auprès d'autres distributeurs, la Régie reconnaît les revenus autres que ceux provenant des ventes d'électricité tels que présentés par le Distributeur.**

## 4.11 COÛT DU CAPITAL

### *Contexte*

Dans sa décision D-2003-93<sup>25</sup>, la Régie reconnaît au Distributeur une structure de capital présumée composée de 35 % d'avoir propre et de 65 % de dette. Elle statue également sur

<sup>25</sup> Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002 phase 1, 21 mai 2003, page 51.

un taux de rendement sur l'avoir propre composé d'un taux de rendement sans risque, mis à jour chaque année à partir des données du *Consensus Forecasts*, et d'une prime de risque fixée à 3,405 %.

Depuis les dossiers tarifaires R-3541-2004 et R-3549-2004, le Distributeur et le Transporteur ont mentionné leur intention de revoir avec la Régie les divers éléments de détermination du rendement sur l'avoir propre et de la structure présumée du capital à la faveur d'un dossier générique conjoint. En attendant, ils proposent d'utiliser, dans le cadre de leurs demandes tarifaires, les paramètres financiers conformes aux décisions antérieures de la Régie.

Selon le Distributeur, il ne peut y avoir de discussions éclairées et constructives sur ce sujet dans un contexte où subsistent d'importantes incertitudes sur son profil de risque. En effet, il indique que plusieurs sujets ayant une incidence sur ses risques seront débattus dans le présent dossier. Il mentionne, entre autres, les risques d'approvisionnement et leurs conséquences ainsi que sa proposition de création d'un compte d'étalement.

De plus, le Distributeur propose, dans le présent dossier, un mécanisme de nivellement des impacts financiers sur les revenus de transport et de distribution associés aux fluctuations de la température.

Le choix de la méthode de répartition des coûts de fourniture postpatrimoniale est un autre sujet déterminant pour l'appréciation du risque d'affaires du Distributeur. L'ensemble de ces éléments est nécessaire pour établir précisément le profil de ses risques d'affaires et de ses risques réglementaires et donc, la prime de risque qu'on peut lui associer.

En conséquence, le Distributeur ne pense pas qu'il soit opportun de tenir un débat sur sa politique financière dans le présent dossier. Les enjeux ayant un impact important sur le profil de risque doivent être réglés au préalable. Par ailleurs, les avantages, sur le plan de la cohérence, de traiter conjointement les politiques financières du Transporteur et du Distributeur seraient perdus.

Le Distributeur considère également prématuré de proposer un mécanisme d'ajustement automatique du rendement sur l'avoir propre. Ainsi, il propose de reconduire ses paramètres financiers d'une manière conforme à la décision D-2003-93.

### *Taux de rendement sur l'avoir propre*

À la suite de la mise à jour du taux sans risque en s'appuyant sur la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2006, le rendement sur l'avoir propre s'établit à 7,96 %, en baisse par rapport à 8,28 % lors du dépôt du dossier<sup>26</sup>.

L'examen de la Régie, dans le cadre du présent dossier, se limite à la mise à jour du taux sans risque. **Compte tenu de ce qui précède, la Régie reconnaît un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,96 %.**

### *Coût de la dette*

Le Distributeur propose de continuer à utiliser le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec. Il est convaincu que, dans le contexte actuel, cette approche est nettement à l'avantage des clients. Le Distributeur établit le coût de la dette sur la base de la méthode retenue dans la décision D-2004-47<sup>27</sup>.

**La Régie reconnaît que l'utilisation du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec comme estimateur du coût de la dette du Distributeur est conforme à la méthodologie approuvée dans sa décision D-2004-47. Selon la preuve, le coût de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2006 est de 7,64 %<sup>28</sup>.**

### *Taux de rendement sur la base de tarification*

Le taux de rendement sur la base de tarification demandé par le Distributeur est de 7,75 %. Ce taux correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,96 % et d'un coût de la dette de 7,64 %.

**Compte tenu de ce qui précède, la Régie reconnaît un taux de rendement de 7,75 % sur la base de tarification du Distributeur.**

### *Coût en capital prospectif*

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

<sup>26</sup> Pièce B-74-HQD-11, document 4, page 4, révision du 25 janvier 2006.

<sup>27</sup> Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 phase 2, 26 février 2004, pages 88 à 100.

<sup>28</sup> Pièce B-1-HQD-11, document 1, page 31.

À la suite de la mise à jour du rendement sur l'avoir propre qui s'établit à 7,96 %, le taux moyen du coût en capital prospectif diminue à 6,41 %<sup>29</sup> par rapport à 6,53 % lors du dépôt du dossier initial.

**La Régie accepte pour l'année témoin 2006 le taux moyen du coût en capital prospectif de 6,41 %.**

#### **4.12 AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR POUR 2006**

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application.

Les investissements de moins de 10 M\$ totalisent 579,5 M\$ et représentent une augmentation de 31,1 M\$ par rapport aux additions autorisées en 2005. Ils s'ajoutent à des investissements déjà autorisés et aux sommes associées à des projets majeurs de plus de 10 M\$ pour 2006. Le total des investissements prévus en 2006 s'élève à 696,1 M\$.

Le budget d'investissements demandé se compose de quatre catégories dont seule la Croissance de la demande génère des revenus additionnels.

Les investissements requis pour l'alimentation des nouveaux clients ont été établis sur la base d'une prévision de 45 200 nouveaux abonnés. L'enveloppe globale prévue pour raccorder les nouveaux clients s'établit à 158,9 M\$ en 2006. À cette somme, il faut additionner les ajouts de capacité et d'équipement de réseau et de mesure requis, afin de satisfaire la croissance de la demande de la clientèle existante sur le réseau principal, les besoins prévus pour 2006 s'élevant à 109,1 M\$.

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

---

<sup>29</sup> Pièce B-74-HQD-11, document 4, page 7, révision du 25 janvier 2006.

**TABLEAU 17**  
**SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2006**

<i>Catégorie (en M\$)</i>	<i>Investissements autorisés avant entrée en vigueur article 73</i>	<i>Autorisation spécifique</i>		<i>Demande d'autorisation</i>			<i>Grand total</i>
		<i>Projets majeurs &gt; 10 M\$</i>		<i>Autres investissements &lt; 10 M\$</i>			
		<i>Déjà autorisés</i>	<i>À autoriser</i>	<i>Réseau intégré</i>	<i>Réseaux autonomes</i>	<i>Total</i>	
<b>Maintien des actifs</b>	<b>0,0</b>	<b>9,2</b>	<b>0,0</b>	<b>228,1</b>	<b>14,6</b>	<b>242,7</b>	<b>251,9</b>
Réseau de distribution				121,2	2,2	123,4	123,4
Centrale de production				0,0	8,4	8,4	8,4
Réseau de transport				0,0	1,9	1,9	1,9
Mesurage et relève				20,3	0,0	20,3	20,3
Bâtiments administratifs		9,2	0,0	11,9	0,0	11,9	21,1
Matériel roulant				31,8	0,9	32,7	32,7
Autres actifs de soutien				42,9	1,2	44,1	44,1
<b>Amélioration de la qualité</b>	<b>0,0</b>	<b>82,9</b>	<b>0,0</b>	<b>19,4</b>	<b>0,0</b>	<b>19,4</b>	<b>102,3</b>
<b>Croissance de la demande</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>257,9</b>	<b>10,1</b>	<b>268,0</b>	<b>268,0</b>
<b>Respect des exigences</b>	<b>24,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>43,7</b>	<b>5,7</b>	<b>49,4</b>	<b>73,9</b>
<b>Total</b>	<b>24,5</b>	<b>92,1</b>	<b>0,0</b>	<b>549,1</b>	<b>30,4</b>	<b>579,5</b>	<b>696,1</b>

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

Le Distributeur demande aussi l'autorisation de répartir sur six années, plutôt que sur quatre, les investissements du programme d'automatisation de son réseau déjà autorisés par la décision D-2005-140<sup>30</sup>.

**La Régie autorise les investissements de moins de 10 M\$ pour un montant de 579,5 M\$ tels que présentés par le Distributeur et lui permet de répartir sur six ans les investissements autorisés du programme d'automatisation du réseau.**

**Elle prend acte de l'engagement du Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une nouvelle méthode de traitement des investissements. Elle l'invite à présenter cette méthode, au préalable, lors de rencontres techniques avec les intervenants et le personnel de la Régie.**

<sup>30</sup> Décision D-2005-140, dossier R-3565-2005, 29 juillet 2005.

### 4.13 BASE DE TARIFICATION

Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2006 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 Loi.

En 2006, la base de tarification se chiffre, selon la moyenne des 13 soldes, à 8 793,3 M\$, en augmentation de 474,6 M\$ depuis 2004, tel qu'illustré au tableau suivant.

**TABLEAU 18**  
**BASE DE TARIFICATION**

<i>(en M\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2004</i> <i>(réel)</i>	<i>2005</i> <i>(réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>2006</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
<b>Immobilisations</b>					
Immobilisations en exploitation	7 692 951	7 781 827	7 886 766	193 815	2,5 %
Actifs incorporels	62 885	111 653	117 577	54 692	87,0 %
<b>Total</b>	<b>7 755 836</b>	<b>7 893 480</b>	<b>8 004 343</b>	<b>248 507</b>	<b>3,2 %</b>
<b>Frais reportés</b>					
Programmes commerciaux	14 625	10 248	6 545	(8 080)	(55,2 %)
Plan global en efficacité énergétique	13 472	53 944	153 458	139 986	1039,1 %
Actif au titre des prestations constituées	285 239	307 905	340 007	54 768	19,2 %
Mesures de réduction de l'effectif	1 084	91	0	(1 084)	
<b>Total</b>	<b>314 420</b>	<b>372 188</b>	<b>500 010</b>	<b>185 590</b>	<b>59,0 %</b>
<b>Remboursement gouvernemental</b>	<b>59 981</b>	<b>55 730</b>	<b>50 918</b>	<b>(9 063)</b>	<b>(15,1 %)</b>
<b>Avantages complémentaires de retraite</b>	<b>(144 534)</b>	<b>(159 967)</b>	<b>(178 503)</b>	<b>(33 969)</b>	<b>23,5 %</b>
<b>Fonds de roulement</b>					
Encaisse	241 451	254 603	318 415	76 964	31,9 %
Matériaux, combustibles et fournitures	91 535	99 302	98 077	6 542	7,1 %
<b>Total</b>	<b>332 986</b>	<b>353 905</b>	<b>416 492</b>	<b>83 506</b>	<b>25,1 %</b>
<b>Total</b>	<b>8 318 689</b>	<b>8 515 336</b>	<b>8 793 260</b>	<b>474 571</b>	<b>5,7 %</b>

Source : Pièce B-1-HQD-9, document 1, pages 3, 4 et 5

### *Comptes de frais reportés hors base*

Le Distributeur possède plusieurs comptes de frais reportés hors base qui font l'objet d'une demande d'inclusion et sont détaillés aux sections 2.2 et 2.4. Présentement, seul le compte portant sur le tarif BT, dont le solde s'élève à 125,9 M\$, est amorti au cours de l'année témoin 2006. Étant donné que la Régie accepte la demande d'inclusion de ce compte, ces sommes devront être ajoutées à la base de tarification.

**La Régie approuve le solde de la base de tarification 2006, sous réserve de l'ajout d'un montant additionnel de 125,9 M\$ relatif au compte de frais reportés du tarif BT. Elle demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification et de la déposer à la Régie au plus tard le 9 mars 2006, à 12 h.**

#### **4.14 ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE**

L'encaisse réglementaire est calculée selon une étude *lead-lag*, basée sur les délais de perception des revenus par rapport aux délais de paiement des dépenses.

Dans sa décision D-2005-50<sup>31</sup>, la Régie a demandé que le Distributeur ou le Transporteur présente une étude *lead-lag* à jour ainsi que les données permettant d'évaluer l'impact de la méthode proposée par la FCEI, dans le dossier tarifaire du Transporteur R-3549-2004, soit l'inclusion du financement procuré par le délai de paiement de la dette de l'entreprise, notamment sa dette à long terme.

##### ***Mise à jour de l'étude lead-lag***

L'étude *lead-lag* a été réalisée en 2001. Le Distributeur a validé que les délais établis en 2001 étaient toujours adéquats et a apporté les ajustements lorsque nécessaire.

Le Distributeur a mis à jour deux éléments dans cette étude, soit les délais de perception des comptes à recevoir de l'unité Ventes Grandes Entreprises ainsi qu'un ajustement de la provision réglementaire.

**La Régie accepte les mises à jour apportées à l'étude *lead-lag* présentement en vigueur.**

##### ***Méthodologie***

Le Distributeur soumet que sa méthode de détermination de l'encaisse réglementaire est basée sur une étude *lead-lag* axée sur les dépenses d'opérations courantes.

Selon le témoin expert du Distributeur, si on devait considérer les délais de paiement des intérêts et des dividendes, il faudrait aussi considérer l'ensemble des autres éléments de la structure de capital. Il reconnaît toutefois une valeur théorique à une méthode globale qui

---

<sup>31</sup> Décision D-2005-50, dossiers R-3549-2004 et R-3557-2004, 31 mars 2005, page 55.

prendrait en considération tous les éléments financiers, incluant l'amortissement et les bénéfices non répartis.

Bien que l'adoption de la méthode globale aurait pour effet d'avantager le Distributeur en lui assurant une meilleure assise financière, il demande à la Régie de reconfirmer l'utilisation de la méthode actuelle basée sur ses dépenses d'opérations courantes. La facilité d'application de la méthode actuellement utilisée de même que sa reconnaissance dans le domaine de la réglementation, alliées à la préoccupation de restreindre les hausses des tarifs, font en sorte que le Distributeur propose le maintien de la méthode actuelle.

**La Régie confirme la méthode utilisée actuellement par le Distributeur pour établir l'encaisse réglementaire, soit celle axée sur les dépenses des opérations courantes. Cette méthode est reconnue en réglementation. De plus, elle n'a pas été contestée dans le présent dossier tarifaire.**

#### 4.15 REVENU REQUIS

Le Distributeur présente un revenu requis de 10 041,4 M\$, détaillé ci-dessous et expliqué aux sections précédentes.

**TABLEAU 19  
REVENU REQUIS**

<i>(en M\$)</i>	<i>2004 (réel)</i>	<i>2005 (réel -budget)</i>	<i>2006 (projeté)</i>	<i>Différence 2004-2006</i>	
<b>Achats d'électricité</b>	<b>4 567,0</b>	<b>4 803,4</b>	<b>5 194,5</b>	<b>627,5</b>	<b>13,7 %</b>
<b>Service de transport</b>	<b>2 313,0</b>	<b>2 313,0</b>	<b>2 313,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0 %</b>
<b>Distribution</b>					
Charges brutes directes	939,6	1 011,7	1 053,4	113,8	12,1 %
Charges de services partagés	374,9	365,3	377,0	2,1	0,6 %
Coûts capitalisés	(295,6)	(311,4)	(333,6)	(38,0)	12,9 %
Frais corporatifs	30,4	36,7	36,9	6,5	21,4 %
Charge d'exploitation	1 049,3	1 102,3	1 133,7	84,4	8,0 %
Achats de combustible	42,9	54,1	58,1	15,2	35,4 %
Amortissement et déclassement	446,9	481,7	561,2	114,3	25,6 %
Taxes	109,6	104,9	99,4	(10,2)	(9,3 %)
Autres charges	599,4	640,7	718,7	119,3	19,9 %
Rendement sur la base de tarification	621,0	683,5	681,5	60,5	9,7 %
<b>Total Distribution</b>	<b>2 269,7</b>	<b>2 426,5</b>	<b>2 533,9</b>	<b>264,2</b>	<b>11,6 %</b>
<b>Total</b>	<b>9 149,7</b>	<b>9 542,9</b>	<b>10 041,4</b>	<b>891,7</b>	<b>9,7 %</b>

Source : Pièce B-75-HQD-6, document 1, page 3, révision du 27 janvier 2006

Le revenu requis pour l'année témoin 2006 est en hausse de 891,7 M\$ par rapport à 2004. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des coûts d'approvisionnement postpatrimonial ainsi que par une augmentation de plusieurs composantes du coût de service, notamment le coût de retraite, les charges d'amortissement et le coût en capital.

**La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives au revenu requis, en tenant compte des dispositions de la présente décision relatives à l'impact sur le rendement de l'inclusion dans la base de tarification du compte de frais reportés du tarif BT. Elle demande au Distributeur de déposer le détail du calcul de son revenu requis ainsi ajusté, au plus tard le 9 mars 2006, à 12 h.**

La Régie autorise, par conséquent, le Distributeur à soumettre des tarifs lui permettant de percevoir un revenu requis estimé de 10 051,2 M\$ pour l'année témoin 2006.

**TABLEAU 20  
ESTIMÉ DU REVENU REQUIS 2006**

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustement</i>	<i>Reconnu</i>
Compte de frais reportés du tarif BT		9,8	
<b>Revenu requis</b>	<b>10 041,4</b>	<b>9,8</b>	<b>10 051,2</b>

*Source : Pièce B-75-HQD-6, document 1, page 3, révision du 27 janvier 2006*

### ***Fermeture réglementaire***

**SÉ/AQLPA** et l'**ACEF de Québec** sont en faveur de mettre en place un processus de fermeture réglementaire des livres du Distributeur. **SÉ/AQLPA** soutient que la fermeture réglementaire viserait l'équité entre les distributeurs.

**La Régie n'ayant pas retenu la fermeture réglementaire comme sujet à traiter dans la présente audience, elle n'a pas à se prononcer à cet égard. De plus, elle considère que le rapport annuel du Distributeur fournit un suivi suffisant portant sur les résultats réels.**

## 5. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

### 5.1 CADRE GÉNÉRAL

Le Distributeur présente l'étude de répartition de son coût de service par catégorie de consommateurs pour l'année témoin 2006. Cette répartition est réalisée selon les méthodes approuvées par la Régie dans ses décisions D-2003-93, D-2004-47 et D-2005-34.

À la suite des demandes de la Régie dans sa décision D-2005-34<sup>32</sup>, le Distributeur traite de la méthode de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale et présente une méthode permettant de mesurer et de suivre les effets des modifications de la méthode de répartition des coûts sur l'évolution de la balise de référence de l'indice d'interfinancement.

Enfin, le Distributeur propose d'autres changements méthodologiques, essentiellement d'ordre technique, tributaires de décisions et de choix d'entreprise se répercutant sur les méthodes de répartition ou de changements qui améliorent la précision et la transparence de l'étude.

**La Régie considère que les sujets traités par le Distributeur correspondent aux attentes exprimées dans sa décision D-2005-34.**

**La Régie rappelle que l'examen de l'étude de répartition des coûts de transport devra être effectué dans le dossier tarifaire suivant la décision sur la répartition des coûts du Transporteur. Compte tenu de la nature relativement technique du sujet, la Régie considère qu'il serait opportun, au moment venu, que le Distributeur présente sa proposition en premier lieu en comité technique aux intervenants et au personnel technique de la Régie.**

### 5.2 MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES

Le Distributeur propose quelques changements aux méthodes de répartition des coûts et quantifie l'impact de ces modifications sur les coûts alloués à chacune des catégories tarifaires.

#### *Charge d'amortissement*

Des changements sont proposés concernant la méthode de répartition pour le traitement des amortissements de la fonction Distribution. Le Distributeur dispose maintenant des données

---

<sup>32</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, pages 132 et 133.

relatives aux amortissements des postes et centres d'exploitation, des lignes aériennes et souterraines de distribution et de l'éclairage public, de sorte qu'il propose d'affecter directement ces montants.

### ***Nombre d'abonnements et de branchements***

Le Distributeur propose de tenir compte des abonnements des locaux vacants pour la répartition des coûts relatifs à la base de tarification et au coût de prestation pour la moyenne et la basse tension ainsi que les fonctions Gestion des abonnements, Mesurage et ventes et Commercialisation.

Selon le Distributeur, le nombre de branchements pour les locaux vacants, soit près de 5 710, devrait être également inclus dans la méthode de répartition du coût de service.

### ***Partage du coût des lignes du réseau moyenne et basse tension***

Pour la répartition du coût des lignes entre la moyenne et la basse tension, le Distributeur propose d'utiliser le coût unitaire correspondant à l'année d'installation de l'équipement pour établir le coût des équipements installés plutôt que le coût de l'année à l'étude multiplié par la quantité d'équipements installés pour cette même année. Cette modification fait suite à la demande de la Régie dans sa décision D-2004-47<sup>33</sup>.

### ***Changements organisationnels***

Depuis janvier 2005, des changements organisationnels ont été apportés à la division Distribution. Certaines unités ont fait l'objet d'un transfert en totalité ou en partie vers d'autres unités, ce qui a entraîné des changements pour certaines rubriques. Plus spécifiquement, les charges assumées par ces unités sont prises en compte à la rubrique Imputations et déversements. Par ailleurs, le Distributeur mentionne que le transfert d'unités a permis d'identifier spécifiquement les coûts de l'unité Conditions du service et d'améliorer la répartition en ajoutant les clients de la catégorie Grande puissance.

### ***Autres revenus***

Dans sa décision D-2005-34<sup>34</sup>, la Régie demandait au Distributeur de présenter les éléments créditeurs des charges de façon distincte. C'est ce que propose le Distributeur dans le présent dossier.

---

<sup>33</sup> Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002 phase 2, 26 février 2004, page 113.

<sup>34</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, pages 91 et 92.

## Contrats spéciaux

Pour refléter le décret 759-2005, le Distributeur transfère deux clients de la catégorie Grande puissance vers la catégorie Contrats spéciaux. Selon le Distributeur, cette modification régularise la situation en maintenant la cohérence de traitement des clients ayant fait l'objet d'un décret gouvernemental.

## Impacts des modifications méthodologiques

Le tableau suivant présente les impacts des modifications apportées à la méthode de répartition du coût de service du Distributeur pour l'année témoin 2006. Pour chacun des éléments, le coût de service par catégorie de consommateurs est calculé avec et sans les modifications, le différentiel constituant l'impact de la mesure. En général, toutes ces modifications ont un impact très faible.

**TABLEAU 21**  
**ANALYSE DE SENSIBILITÉ DES MODIFICATIONS APPORTÉES**  
**À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION – ANNÉE TÉMOIN 2006**

Catégorie de consommateurs	Coût du service avant ajustements	Modifications méthodologiques					Coût du service Pièce B-1-HQD-12, document 2
		Contrats spéciaux	Amortissements de distribution	Nombre d'abonnements et de branchements	Partage MT/BT	Changements organisationnels	
<b>Domestique</b>							
Tarifs D et DM	4748,0	0,0	1,2	(0,9)	0,1	(0,4)	4748,0
Tarif DH	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Tarif DT	169,1	0,0	0,2	(0,1)	0,0	0,0	169,2
<b>Total</b>	<b>4917,3</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>	<b>(1,0)</b>	<b>0,1</b>	<b>(0,4)</b>	<b>4917,5</b>
<b>Petite et moyenne puissance</b>							
Tarif G et à forfait	921,1	0,0	(1,1)	1,1	0,0	(0,1)	920,9
Tarif G9	71,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	71,0
Tarif M	1371,9	0,0	(0,1)	0,0	(0,1)	(0,2)	1371,6
Tarifs d'éclairage public et Sent.	33,5	0,0	(0,2)	0,0	0,0	0,0	33,2
Tarif BT	17,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,1
<b>Total</b>	<b>2414,5</b>	<b>0,0</b>	<b>(1,5)</b>	<b>1,0</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>2413,7</b>
<b>Grande puissance</b>							
Tarif L	1992,6	(225,3)	0,1	0,0	0,0	0,4	1767,7
Tarif H	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
Tarif LD et LP	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
Contrats spéciaux	564,9	240,6	0,0	0,0	0,0	0,2	805,7
<b>Total</b>	<b>2559,7</b>	<b>15,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,7</b>	<b>2575,7</b>
<b>Total</b>	<b>9891,6</b>	<b>15,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>9906,9</b>

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 21

OC mentionne que ces modifications résultent soit de changements des structures de coûts, soit de changements organisationnels, soit d'une plus grande disponibilité des données. OC ne s'oppose pas à ces modifications. Au contraire, elle mentionne que les méthodes de répartition des coûts doivent s'adapter pour refléter ces changements. Par ailleurs, l'intervenante soulève que bien que l'impact soit mineur, le transfert des deux clients du tarif L vers les contrats spéciaux a pour effet d'augmenter de 15,3 M\$ le revenu requis.

**La Régie considère qu'il est important pour le Distributeur d'adapter, au fil des années, l'étude de répartition des coûts afin de mieux refléter les changements concernant les structures de coûts ou les changements organisationnels et d'améliorer la précision lorsque l'information disponible le permet. La Régie accepte donc les modifications proposées par le Distributeur. Elle considère que ces propositions constituent des améliorations à l'étude de répartition des coûts.**

**Par ailleurs, la Régie juge que le transfert de deux clients du tarif L vers les contrats spéciaux reflète le décret 759-2005 et que le traitement proposé par le Distributeur est conforme au traitement des contrats spéciaux prévu à la Loi.**

### ***Tarif BT***

Le Distributeur propose de répartir le montant de l'amortissement du compte de frais reportés du tarif BT évalué à 27 M\$ à chaque catégorie de consommateurs au prorata des revenus de chaque catégorie tarifaire. Il mentionne que cette proposition est conforme à la demande de la Régie dans sa décision D-2004-170<sup>35</sup> portant sur l'abrogation du tarif BT.

Dans cette décision, la Régie demandait au Distributeur de faire une distinction entre la méthode de répartition du compte de frais reportés du tarif BT et le mode de récupération de ce montant dans l'ensemble des tarifs<sup>36</sup>.

La Régie juge que la proposition du Distributeur d'allouer les coûts du compte de frais reportés au prorata des revenus n'est pas conforme à ce qui a été demandé dans cette décision<sup>37</sup>.

---

<sup>35</sup> Décision D-2004-170, dossier R-3531-2004, 16 août 2004.

<sup>36</sup> *Ibid.* aux pages 19 et 20.

<sup>37</sup> *Ibid.* à la page 20.

**Par conséquent, la Régie demande d'apporter un correctif à l'étude de répartition des coûts de l'année témoin 2006 en modifiant la méthode de répartition du compte de frais reportés pour le tarif BT. Le Distributeur devra, conformément à la décision D-2004-170, maintenir une ligne distincte pour le tarif BT et y indiquer l'amortissement annuel du compte de frais reportés. Cependant, il ne sera pas nécessaire de redéposer l'étude à la Régie dans le cadre du présent dossier. L'impact sur les résultats devra être présenté lors du prochain dossier tarifaire.**

### **5.3 FOURNITURE POSTPATRIMONIALE**

Le Distributeur maintient sa proposition de répartir les coûts de fourniture patrimoniale et postpatrimoniale par catégorie de consommateurs selon un traitement global, tel que proposé dans le dossier tarifaire R-3541-2004.

Selon cette proposition, les volumes de consommation de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale par catégorie de consommateurs sont déterminés en proportion des volumes globaux. Les caractéristiques de consommation, soit les facteurs d'utilisation et les taux de pertes par catégorie de consommateurs, sont les mêmes pour les consommations patrimoniale et postpatrimoniale. Les coûts de fourniture postpatrimoniale sont ensuite répartis par catégorie de consommateurs en appliquant la formule de répartition utilisée pour le coût de fourniture patrimoniale, telle qu'approuvée dans la décision D-2002-221<sup>38</sup>.

Pour justifier sa proposition, le Distributeur invoque les mêmes motifs qu'au dossier R-3541-2004. De plus, il mentionne l'adoption par le gouvernement du décret 759-2005 qui, notamment, établit les volumes d'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs en proportion des volumes globaux du Distributeur, comme proposé dans l'approche globale<sup>39</sup>. De l'avis du Distributeur, il faut en déduire que malgré le dépassement du volume patrimonial, les volumes de consommation par catégorie n'ont pas été fixés de façon définitive, mais ont plutôt évolué en proportion des volumes globaux du Distributeur chaque année.

Un autre motif invoqué par le Distributeur pour justifier sa proposition est que le principe de causalité des coûts, en vertu duquel chaque catégorie de consommateurs assumerait tous les

---

<sup>38</sup> Décision D-2002-221, dossier R-3477-2001, 21 octobre 2002.

<sup>39</sup> Pièce B-1-HQD-12, document 1.3, Décret concernant le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs requis pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.

coûts d'approvisionnement associés à sa croissance, se heurte à un autre principe fondamental de la Loi telle qu'interprétée par la Régie elle-même, soit celui du maintien de l'interfinancement. De l'avis du Distributeur, il faut en déduire que pour la Régie, l'article sur l'interfinancement a prédominance sur le reflet des coûts.

Le Distributeur conclut qu'un traitement à la marge jumelé au maintien de l'interfinancement ne donne pas l'effet anticipé en termes de signal de prix. Un traitement à la marge précipiterait des hausses différenciées qui devront, dans un deuxième temps, être réajustées en fonction de leur impact sur l'interfinancement.

Pour répondre à la demande de la Régie énoncée dans sa décision D-2005-34, le Distributeur dépose le rapport du comité technique portant sur l'analyse des avantages et des inconvénients des approches alternatives à la méthode globale. Ce rapport contient l'évaluation de quatre méthodes basées sur 11 critères. Parmi les scénarios examinés, le Distributeur considère que le scénario A, appelé scénario des coûts horaires, serait le plus adéquat dans la mesure où la Régie retiendrait une approche marginale.

Ce scénario :

- prend en compte les caractéristiques des produits d'approvisionnement qu'on prévoit utiliser, en intégrant sur une base horaire les coûts de l'ensemble des contrats postpatrimoniaux prévus au plan d'approvisionnement pour 2006;
- attribue les coûts sur une base horaire à chaque catégorie de consommateurs en fonction de sa consommation prévue à chaque heure de l'année.

La méthode horaire est favorisée par l'**ACEF de Québec**, **OC** et l'**UC**. L'expert d'**OC** mentionne que la méthode horaire est plus complexe d'application que la méthode globale mais qu'elle est plus précise. La **FCEI/ASSQ** appuie les méthodes marginales ayant pour effet de refléter dans les coûts les prix du marché pour les approvisionnements postpatrimoniaux. Le **GRAME** appuie cette position. Enfin, **SÉ/AQLPA** recommande une méthode marginale basée sur les facteurs d'utilisation de l'électricité postpatrimoniale.

L'expert de **AQCIE/CIFQ**, seul intervenant n'ayant pas participé aux travaux du comité, soulève dans son témoignage plusieurs désavantages de la méthode horaire :

- le profil de consommation postpatrimoniale de l'année 2006 est non représentatif du profil habituel et ne peut servir aux fins d'allocation des coûts;

- les coûts unitaires établis à partir des caractéristiques des contrats ne reflètent pas nécessairement la causalité des coûts même s'ils sont basés sur des prix découlant d'appels d'offres, en raison de l'agrégation des besoins des diverses catégories de clients;
- un examen approfondi de ces caractéristiques serait nécessaire pour établir les liens de causalité, mais les difficultés de confidentialité soulevées par le Distributeur risquent de rendre l'exercice impossible.

La Régie note que l'électricité postpatrimoniale occupe une place importante dans le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur. Pour l'année 2006, bien que le volume d'électricité postpatrimoniale représente seulement 4 % des volumes consommés, il totalise plus de 13 % des coûts de fourniture.

Considérant que toute croissance des ventes sera approvisionnée par de l'électricité postpatrimoniale au cours des prochaines années, les coûts associés à cet approvisionnement croîtront rapidement. Dans ce contexte, il est important que la méthode retenue capte le plus fidèlement possible les liens de causalité entre les coûts de fourniture postpatrimoniale et les clients pour lesquels ces coûts sont encourus.

La Régie, tout comme les experts de FCEI/ASSQ, d'OC et de l'UC, ne partage pas l'avis du Distributeur voulant que l'article de la Loi portant sur l'interfinancement ait prédominance sur le reflet des coûts. Le principe de causalité s'applique lors de l'établissement de méthodes de répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs, tandis que le principe de l'interfinancement s'apprécie particulièrement lorsque la Régie évalue le degré de respect de la balise de l'interfinancement et donc des hausses tarifaires applicables à chacun des tarifs. Elle considère nécessaire et souhaitable que ces principes coexistent pleinement.

Il n'y a donc pas lieu de donner priorité à un principe plutôt qu'à un autre. Au contraire, comme le ratio d'interfinancement met en relation les revenus et les coûts alloués à chaque catégorie, il est primordial d'établir d'abord précisément, en respectant le principe de causalité, quels sont les coûts attribuables à chaque catégorie. Si la méthode de répartition des coûts est imprécise, le ratio d'interfinancement le sera tout autant. Enfin, la Régie considère que l'impact de l'interfinancement sur le signal de prix existe tant dans le cas de l'utilisation de la méthode globale que dans celui de la méthode basée sur un traitement à la marge.

Pour répartir les coûts de l'électricité patrimoniale et ceux de l'électricité postpatrimoniale, il est nécessaire de déterminer :

- les volumes d'électricité patrimoniale par catégorie et le coût unitaire applicable à ces volumes;
- les volumes d'électricité postpatrimoniale par catégorie et le coût unitaire applicable à ces volumes.

### ***Coût unitaire par catégorie – électricité patrimoniale***

En août 2005, le gouvernement a déposé le décret 759-2005 établissant la répartition des coûts de la fourniture patrimoniale par catégorie de consommateurs. Tel que le prévoit la Loi, ces coûts unitaires doivent être utilisés aux fins de l'allocation des coûts pour les volumes patrimoniaux.

### ***Volumes par catégorie – électricité patrimoniale***

Dans ce décret, les volumes d'électricité patrimoniale des différentes catégories de consommateurs utilisés pour établir le coût par catégorie de consommateurs sont présentés à titre indicatif. Ces volumes sont établis en calculant la part des volumes d'une catégorie dans les volumes totaux du Distributeur et en multipliant le ratio ainsi obtenu par le volume total d'électricité patrimoniale. Ainsi, la proportion d'électricité patrimoniale est la même pour chacune des catégories et correspond à la portion de la consommation patrimoniale dans les livraisons totales du Distributeur.

La Régie fixe les volumes d'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs selon la méthodologie utilisée dans le décret 759-2005 aux fins de l'allocation des coûts de l'électricité patrimoniale.

### ***Volumes par catégorie – électricité postpatrimoniale***

Les volumes d'électricité postpatrimoniale alloués à chaque catégorie sont, par conséquent, indirectement établis puisqu'il correspondent, pour chacune d'entre elles, à la différence entre le volume total de ventes prévues et le volume patrimonial établi par décret.

### *Coût unitaire par catégorie – électricité postpatrimoniale*

Une fois les volumes d'électricité postpatrimoniale par catégorie établis, la Régie doit déterminer les coûts unitaires postpatrimoniaux applicables à ces volumes. Ce sujet a fait l'objet de débats en audience.

La Régie est d'avis que des méthodes de répartition différentes pour l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale peuvent être toutes deux conformes à la Loi dans la mesure où ces méthodes tiennent compte des caractéristiques de consommation et des taux de pertes de chacune des catégories de consommateurs et du décret 759-2005.

Dans sa preuve, le Distributeur présente le coût unitaire résultant de l'application de la méthode globale. Il dépose également le coût unitaire de l'électricité postpatrimoniale établi selon les paramètres du scénario A pour chacune des 8 760 heures de l'année.

Dans sa décision D-2005-34<sup>40</sup>, la Régie mentionnait notamment en ce qui concerne le choix d'une méthode de répartition :

- que le principe de causalité était fort important compte tenu de l'ampleur des coûts à allouer et qu'il devait primer sur le principe de simplicité;
- que pour bien refléter la causalité des coûts, la méthode de répartition devait tenir compte des caractéristiques des produits et faire un appariement entre ces produits et les caractéristiques de consommation.

La Régie est satisfaite du travail effectué par le comité technique et du rapport soumis par ce dernier. Elle comprend que les quatre méthodes examinées par le comité supposaient, tel que demandé dans la décision D-2005-34, que le volume d'électricité patrimoniale alloué à chacune des catégories tarifaires était fixe et correspondait à la courbe du décret 1277-2001<sup>41</sup>. La Régie considère qu'en établissant les volumes d'électricité patrimoniale en fonction du décret 759-2005, le recours à une telle hypothèse n'est plus pertinent. Cependant, tel que le montre la preuve, les méthodes examinées en comité technique ou toute autre méthode, peuvent être adaptées pour être compatibles avec les volumes apparaissant au décret 759-2005.

<sup>40</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 131.

<sup>41</sup> Décret fixant les 8 760 bâtonnets du volume d'électricité patrimoniale, correspondant aux 8 760 heures de l'année.

La Régie constate que tous les intervenants présents au comité de travail privilégient une méthode alternative à la méthode globale proposée par le Distributeur parce qu'à leur avis, ces méthodes reflètent davantage la causalité des coûts. L'objectif est de déterminer laquelle des méthodes reflète le mieux la réalité des approvisionnements, notamment celle des approvisionnements postpatrimoniaux, et ce, en vue d'assurer une allocation équitable entre les catégories basée sur les coûts encourus pour les desservir.

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

D'ailleurs, en ce qui a trait à la prise en compte des caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs par la méthode horaire, le Distributeur mentionne que « [...] *le traitement sur une base horaire fait de façon plus précise ce que les facteurs d'utilisation font de façon plus sommaire, c'est-à-dire répartir des coûts plus élevés en période de pointe et des coûts moins élevés en période creuse*<sup>42</sup> ».

La Régie constate, cependant, que l'utilisation d'une méthode horaire engendre un niveau de complexité additionnel qualifié d'important par le Distributeur. La preuve montre néanmoins que l'exercice est possible.

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

**En conséquence, la Régie retient l'approche globale pour le présent dossier. Elle demande au Distributeur, lors du prochain dossier tarifaire, de présenter une étude d'allocation des coûts d'électricité postpatrimoniale en fonction de l'approche globale et de l'approche horaire. De plus, la Régie demande au Distributeur et aux intervenants de lui fournir davantage d'explications sur l'établissement des profils de consommation postpatrimoniale et leur évolution anticipée, sur l'établissement des coûts horaires à partir des caractéristiques des contrats résultant d'appels d'offres, sur le reflet des liens de causalité des coûts ainsi que sur le traitement envisagé des contraintes reliées à la confidentialité des données reliées à ces contrats. Ces sujets**

---

<sup>42</sup> Pièce B-1-HQD-12, document 1.1, page 9.

**devront être abordés en comité technique sur la répartition des coûts. Un rapport devra être fourni lors du prochain dossier tarifaire.**

#### **5.4 ÉVALUATION DES IMPACTS DES CHANGEMENTS DE MÉTHODE SUR LA BALISE D'INTERFINANCEMENT**

Lors du premier dossier tarifaire du Distributeur, la Régie a établi une balise qui se veut le reflet du niveau historique d'interfinancement. Cette balise a été calculée en utilisant l'année 2002 comme année de référence.

Cette balise, qui prend la forme d'un ratio revenus/coûts, reflète :

- la façon dont les revenus étaient générés par ces catégories tarifaires en fonction des volumes d'électricité consommés et des tarifs alors en vigueur;
- la façon dont les coûts étaient alloués à chaque catégorie tarifaire;
- les méthodes de répartition des coûts utilisées pour y parvenir.

Comme tous les intrants sous-jacents à la balise (caractéristiques de consommation, méthode de répartition des coûts, volumes consommés et revenus générés par catégorie) sont en constante évolution, il y a lieu d'actualiser la balise d'interfinancement en fonction de la variation des méthodes de répartition des coûts.

Le Distributeur a examiné en groupe de travail une méthode pour tenir compte des modifications méthodologiques de la répartition des coûts dans le calcul de la balise de l'indice d'interfinancement.

Le Distributeur propose :

- de partir des indices d'interfinancement de l'année de référence;
- d'enlever les effets climatiques des données sous-jacentes;
- d'intégrer les décisions passées de la Régie;
- de séparer les impacts des changements méthodologiques des effets prix/coût/volume.

Tenant compte de cette proposition, la balise de référence pour la catégorie Domestique passe de 80,2 % à 81,0 %.

**TABLEAU 22**  
**ÉTABLISSEMENT DE LA BALISE DE RÉFÉRENCE DES INDICES**  
**D'INTERFINANCEMENT**

	<i>Domestique</i>	<i>Petite puissance</i>	<i>Moyenne puissance</i>	<i>Grande puissance</i>
Balise de référence 2002	80,2	123,1	130,6	116,8
Méthode 2002	0,5	(0,5)	(0,5)	(0,5)
Méthode 2003	0,0	0,0	0,0	0,0
Méthode 2004	0,0	0,0	0,0	0,0
Méthode 2005	0,1	(0,2)	(0,3)	0,0
Méthode 2006	0,2	0,4	0,4	0,8
<b>Balise de référence 2002 ajustée</b>	<b>81,0</b>	<b>122,7</b>	<b>130,1</b>	<b>117,0</b>
Méthode 2002	Effets climatiques			
Méthode 2005	Composante abonnement, frais corporatifs, encaisse du fonds de roulement, gestion des abonnements, frais de branchements			
Méthode 2006	Contrats spéciaux, amortissements de distribution, partage moyenne et basse tension, nombre d'abonnements et de branchements, changements organisationnels			

*Source : Pièce B-1-HQD-12, document 3, page 13*

La Régie partage l'avis du Distributeur voulant que cette proposition rende le suivi des indices d'interfinancement plus dynamique et plus simple. Chaque année, la balise de référence est mise à jour en fonction des changements méthodologiques constatés ou proposés. Cette méthode évite de devoir recalculer l'impact de tous les changements cumulés des méthodes depuis 2002, soit en ramenant à 2002 les indices d'interfinancement d'aujourd'hui ou à l'inverse, en ramenant l'indice d'interfinancement de 2002 à celui du présent dossier.

La Régie juge que la méthode proposée évite ainsi beaucoup de simulations, d'autant plus que le format et la disponibilité de l'information de 2002 et l'année de comparaison ne sont pas les mêmes, créant une disparité qui sera grandissante avec le temps.

L'ACEF de Québec, AQCIE/CIFQ et OC ont soulevé l'ambiguïté qui peut parfois survenir pour identifier les éléments qui doivent être considérés comme des changements méthodologiques ou comme des changements prix/coût/volume. C'est le cas notamment pour la migration des deux clients du tarif L vers les contrats spéciaux et la modification de la répartition des coûts d'électricité postpatrimoniale.

**La Régie rejette la proposition de l'ACEF de Québec à l'effet de considérer la migration des deux clients du tarif L comme un effet prix/coût/volume. Cette modification découle de l'application de la disposition prévue à la Loi et d'un décret gouvernemental. En conséquence, la Régie approuve la proposition du Distributeur de modifier la balise de référence pour y inclure ce changement.**

**En ce qui a trait à la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale, la Régie est d'avis que le changement de méthode, le cas échéant, n'affecte pas la balise de référence, puisque ces coûts n'étaient pas présents en 2002.**

**Pour ces motifs, la Régie accepte la proposition du Distributeur.**

## **6. STRUCTURES TARIFAIRES**

### **6.1 CONTEXTE**

Dans sa décision D-2005-34<sup>43</sup>, la Régie s'est clairement prononcée en faveur de modifications aux structures tarifaires qui conduiraient à refléter de façon adéquate la structure des coûts marginaux de long terme et favoriseraient l'efficacité énergétique. Cependant, la Régie optait pour la prudence en matière de correction des structures. Elle mentionnait qu'avant de procéder à de telles modifications, il importait de compléter l'examen des méthodes de répartition des coûts de transport et de fourniture, qui représentent près de 75 % du revenu requis du Distributeur. Malgré ces réserves, la Régie était d'avis qu'il y avait tout de même lieu d'amorcer des réformes en modifiant quelques éléments qui ne seraient pas affectés de façon substantielle par les modifications aux méthodes de répartition des coûts.

Dans un contexte où le coût marginal de fourniture équivaut à trois fois le coût moyen, la Régie réitère l'importance d'une tarification qui envoie aux consommateurs un signal de prix reflétant cette réalité. Elle considère que ces modifications constituent un enjeu important d'un point de vue social, économique et environnemental. La tarification demeure le véhicule le plus efficace pour favoriser des comportements optimaux de la part des utilisateurs d'énergie. C'est d'ailleurs l'un des principaux thèmes soulevés dans le présent dossier tarifaire, tant par les intervenants que par le Distributeur.

---

<sup>43</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 149.

La présente décision s'inscrit en continuité avec la décision D-2005-34. La Régie traite, dans un premier temps, des demandes spécifiques du Distributeur pour le dossier tarifaire 2006 et, dans un second temps, des modifications qui, à plus long terme, devraient être apportées aux structures tarifaires pour tenir compte notamment du nouveau contexte des coûts d'approvisionnement postpatrimonial.

## **6.2 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES**

### *Tarif domestique*

Le tarif domestique (tarif D) s'applique à l'abonnement pour usage domestique ou à une exploitation agricole. Le tarif D est un tarif dit progressif, constitué d'une redevance d'abonnement, de deux tranches de consommation et d'une prime de puissance lorsque l'appel de puissance en hiver dépasse 50 kW.

Pour l'année 2006, le Distributeur propose :

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

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

La proposition concernant le gel de la redevance traduit d'abord le fait que cette composante est une partie inélastique de la structure des tarifs et que les coûts de service à la clientèle, qui en sont la base, sont historiquement très stables et s'établissent à un niveau similaire pour 2006.

En ce qui concerne le maintien du seuil de la première tranche, le Distributeur rappelle que conceptuellement, la première tranche de consommation correspond aux usages de base (éclairage, électroménagers, chauffe-eau). Selon le Distributeur, la consommation

quotidienne moyenne des clients ne disposant pas d'un système de chauffage tout à l'électricité se situe autour de 28 kWh par jour sur une base annuelle.

Le Distributeur évalue l'écart actuel entre le prix des deux tranches d'énergie à 26 %. Dans la preuve au dossier tarifaire R-3541-2004, le Distributeur a démontré que sur la base du différentiel de coût moyen entre les usages de base et les autres usages, l'écart de prix entre la première et la deuxième tranche des tarifs D et DM pourrait se situer à un minimum de 34 % et à un maximum de 50 %.

La justification du Distributeur relative à l'écart entre les tranches d'énergie, telle qu'elle apparaît au dossier R-3541-2004, est toujours valable. Il ajoute toutefois à sa justification le signal des coûts marginaux. Le Distributeur rappelle qu'un prix fixé en fonction du coût marginal de long terme assure une utilisation optimale des ressources. Le client peut alors agir en fonction du signal de prix sur la partie la plus élastique de sa consommation.

Le Distributeur considère que, compte tenu de l'écart de coût existant entre les usages de base et les autres usages (de l'ordre de 34 à 50 %), du prix des combustibles, mais surtout du signal donné par les coûts marginaux, il existe une marge de manœuvre pour augmenter, au tarif D, le prix de la deuxième tranche davantage que celui de la première. Cette approche s'applique également aux tarifs DT et DM.

L'ACEF de Québec, SÉ/AQLPA et UC se sont objectés à la proposition du Distributeur. Ils ont présenté une gamme de propositions allant de la hausse uniforme de chacune des composantes du tarif à une augmentation portant uniquement sur la deuxième tranche.

Pour leur part, OC et le ROÉÉ ont proposé des modifications plus substantielles à la structure même du tarif D.

**La Régie ne retient pas la proposition du ROÉÉ. Elle considère qu'elle s'apparente à une tarification par usage dans la mesure où elle requiert de déterminer une tranche de consommation typique ou raisonnable pour les clients utilisant l'électricité pour la chauffe des locaux. La Régie partage l'avis du Distributeur voulant qu'une telle tarification soit à éviter.**

Par ailleurs, la Régie note le point soulevé par OC voulant que le seuil de la consommation quotidienne de base en été pourrait être significativement inférieur au seuil hivernal. OC propose d'introduire une tarification à deux seuils : un plus faible pour l'été et un plus élevé en hiver. Le Distributeur se dit prêt à faire l'examen de cette avenue.

**La Régie demande au Distributeur d'examiner la faisabilité et les impacts de la proposition d'OC et de lui faire rapport lors de l'examen futur des structures tarifaires.**

**Enfin, la Régie rejette les propositions de l'ACEF de Québec, SÉ/AQLPA et de l'UC, car elle considère que les propositions du Distributeur répondent mieux aux exigences énoncées dans sa décision D-2005-34. Ces modifications permettent d'amorcer graduellement et avec prudence la réforme des structures tarifaires menant à un meilleur signal de prix. Elle encourage le Distributeur à poursuivre dans le même sens lors des prochains dossiers tarifaires.**

### *Tarifs généraux*

Les tarifs généraux sont constitués des tarifs G, M et L.

Le **tarif G** est un tarif dit dégressif. Il s'adresse aux clients de petite puissance dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 100 kW. Il comporte une redevance d'abonnement, deux tranches de consommation et une prime de puissance pour les clients ayant un appel de puissance supérieur à 45 kW.

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

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

Lors du dossier tarifaire précédent, la Régie a accepté que le Distributeur porte de 40 à 50 kW, sur deux ans, le seuil de facturation de la puissance pour la clientèle au tarif G. Pour finaliser cette réforme, le Distributeur propose que le seuil de facturation de la puissance passe à 50 kW le 1<sup>er</sup> avril 2006. Par souci de concordance, le seuil de la première tranche d'énergie doit être augmenté à 15 100 kWh, de façon à récupérer les coûts de transport et de distribution auparavant récupérés par la prime de puissance, tout en respectant le facteur d'utilisation médian de la catégorie qui s'élève à 42 %.

La poursuite de la réforme du seuil de facturation de la puissance se fait à revenus constants pour le Distributeur. Les impacts sont assez variés sur la clientèle, mais pour plus de 90 %

des clients, l'impact de la modification du seuil d'application de la prime de puissance se situe entre -0,5 et 0,5 %.

Afin de respecter les orientations de la décision D-2005-34, le Distributeur propose d'appliquer aux tarifs généraux des hausses différenciées par composante, ce qui se traduit par une hausse progressive de la part de la composante énergie dans la facture des clients. Cette approche, qui se veut le reflet de la croissance importante de la part des coûts de fourniture dans les coûts totaux de desserte, corrige légèrement la structure des tarifs en faisant porter davantage de poids tarifaire à la composante énergie.

Cette proposition offre au client la possibilité de minimiser l'impact de la hausse tarifaire sur sa facture, puisque la composante énergie porte sur la partie la plus élastique de la consommation électrique. De même, cette stratégie tarifaire permet d'alléger le poids de la partie fixe du tarif que sont la composante puissance et la redevance.

Ainsi, dans l'attente de la complétion de l'examen des méthodes de répartitions des coûts de fourniture et de transport, le Distributeur propose d'entreprendre, dès le 1<sup>er</sup> avril 2006, une réforme graduelle des structures des tarifs généraux.

Le Distributeur mentionne que cette réforme vise à accroître la part de la composante énergie tout en minimisant les impacts sur la clientèle. Elle est nécessaire dans le contexte où les coûts évités se situent entre 7 et 8 ¢/kWh selon la catégorie de clients considérée, ce qui est de beaucoup supérieur au prix de l'énergie facturée à la marge pour les usages hors pointe (prix de l'énergie du tarif L et prix de la deuxième tranche d'énergie pour les tarifs G et M).

**La Régie accepte les propositions du Distributeur. Elle considère qu'elles répondent aux exigences de la décision D-2005-34. Ces modifications permettent d'amorcer avec prudence des réformes aux structures tarifaires menant à un meilleur signal de prix. La Régie juge que l'approche proposée, consistant à faire porter la hausse tarifaire davantage sur la portion énergie, est bien calibrée puisque les variations tarifaires à l'intérieur d'une même catégorie s'écartent peu de la hausse moyenne de cette catégorie. Elle encourage le Distributeur à poursuivre dans cette voie lors des prochains dossiers tarifaires.**

### **6.3 RÉVISION DES STRUCTURES TARIFAIRES AFIN DE REFLÉTER LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME**

Dans le présent dossier, il a beaucoup été question de l'importance du signal de prix pour inciter les clients du Distributeur à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité. Le **GRAME**, le **ROEEÉ**, **SCGM** et **SÉ/AQLPA** ont soutenu une telle position. La Régie retient de ces interventions qu'il est primordial et dans l'intérêt public que la structure tarifaire du Distributeur reflète mieux les coûts marginaux de long terme.

Dans le contexte où chaque kilowattheure additionnel consommé au Québec doit être acquis par le Distributeur à un coût marginal équivalant à environ trois fois son coût moyen de fourniture, la Régie partage l'avis de certains intervenants soutenant que les structures tarifaires actuelles peuvent induire des comportements inefficaces en matière de choix énergétique.

Ce sont les coûts moyens qui servent à établir le niveau des tarifs d'électricité. La Régie considère cependant, comme le mentionne le Distributeur, qu'à défaut d'une tarification au coût marginal, il est possible d'induire les bons choix économiques et énergétiques en reflétant, dans la structure des tarifs, le signal que donnent les coûts marginaux. Il ne s'agit pas ici d'utiliser les coûts marginaux pour fixer le niveau des tarifs, mais plutôt d'utiliser les coûts marginaux et leur structure intrinsèque — les composantes puissance et énergie — en tant qu'indicateurs des changements à apporter aux structures tarifaires.

La Régie constate que l'écart entre les coûts marginaux et les tarifs est plus important pour les tarifs généraux que pour le tarif domestique, en raison de la structure dégressive des tarifs généraux. Cependant, elle considère que des améliorations peuvent être apportées aux structures tarifaires de toutes les catégories de consommateurs.

Néanmoins, la Régie considère que la réforme tarifaire ne pourrait être finalisée sans s'appuyer sur une étude de répartition du coût de service ayant fait l'objet d'un débat public et d'une décision de la Régie. L'étude de répartition des coûts du Distributeur n'est pas encore complétée. Il reste à examiner la méthode de répartition du coût du transport et à statuer de façon définitive sur la méthode de répartition des coûts de fourniture postpatrimoniale.

**La Régie juge donc qu'il y a lieu de revoir les structures tarifaires pour qu'elles reflètent davantage la nouvelle réalité des coûts marginaux de long terme à laquelle fait face le Distributeur. Avant de s'engager dans une réforme de cette importance, la**

**Régie demande au Distributeur de colliger les informations utiles et pertinentes à un tel exercice et d'amorcer sa réflexion sur les modifications à apporter.**

### *Interfinancement*

Le niveau d'interfinancement constitue un autre élément important à considérer dans cette réflexion. Lors du premier dossier tarifaire du Distributeur<sup>44</sup>, la Régie a établi une balise qui se veut le reflet du niveau historique d'interfinancement. Cette balise a été calculée en utilisant l'année 2002 comme année de référence.

Lors de l'établissement des tarifs, l'application de cette balise fait en sorte que la totalité des coûts encourus par le Distributeur pour alimenter une catégorie de consommateurs ne se reflète pas intégralement dans les tarifs applicables à cette catégorie. Certaines catégories, les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle, se voient appliquer des tarifs couvrant plus que leurs coûts. Pour sa part, la catégorie domestique et agricole bénéficie de tarifs générant moins de revenus que les coûts qui lui sont alloués.

Jusqu'à présent, le maintien du niveau historique d'interfinancement dont bénéficient les consommateurs de la catégorie domestique et agricole n'a pas été problématique pour les raisons suivantes :

- les coûts de desserte des catégories de consommateurs ont progressé de façon modérée et uniforme;
- les caractéristiques des catégories de consommateurs n'ont pas changé substantiellement;
- les augmentations de tarifs demandées et accordées ont été appliquées uniformément aux différentes catégories de consommateurs.

Or, les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs ne vont pas nécessairement continuer d'évoluer uniformément. Dans le contexte actuel de croissance importante des coûts marginaux de fourniture, les différences de caractéristiques de consommation entre les catégories pourraient accentuer les écarts de coûts qui leur sont alloués.

À cet égard, **FCEI/ASSQ** fait valoir que les approvisionnements postpatrimoniaux ne sont pas soumis au même traitement que les approvisionnements patrimoniaux en ce qui a trait au respect de l'interfinancement. Selon l'intervenant, le Distributeur doit corriger progressivement l'interfinancement relié à l'électricité postpatrimoniale. Cet intervenant

---

<sup>44</sup> Dossier R-3492-2002 phase 1, 21 mai 2003, pages 185 et 186.

réfère au fait que le maintien de l'interfinancement fera en sorte que les clientèles des tarifs G et M supporteront des coûts supérieurs de 20 % à 30 % à ceux de l'électricité postpatrimoniale qu'elles consomment. L'intervenant mentionne que rien dans la Loi n'oblige le Distributeur à un tel traitement.

Dans sa décision D-2003-93<sup>45</sup>, la Régie reconnaissait que l'interfinancement est un état de fait dynamique, que des modifications importantes à l'environnement pourraient justifier de réviser la balise, que cette dernière ne devait pas empêcher la Régie d'appliquer les autres dispositions de la Loi, que le maintien de l'interfinancement autour d'une balise ne doit pas être trop rigide et qu'une application trop stricte de la balise serait inappropriée.

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

La Régie considère qu'elle ne peut susciter une réflexion de fond portant sur la réforme des structures tarifaires dans le but d'y voir mieux reflétés les coûts marginaux, sans permettre d'en examiner les liens avec l'application du quatrième alinéa de l'article 52.1 de la Loi.

**La Régie informe donc les participants qu'elle souhaite les entendre, lors du prochain dossier tarifaire, sur les diverses avenues permettant de mieux refléter, notamment, les coûts des nouveaux approvisionnements dans les tarifs de chacune des catégories de clients et sur l'interprétation à donner aux dispositions de la Loi concernant l'interfinancement dans ce nouveau contexte.**

**En parallèle, la Régie demande au Distributeur d'amorcer dès maintenant sa réflexion sur le processus qui conduira à la réforme des structures tarifaires.** La Régie envisage que ce processus s'échelonne sur plusieurs années et comportera les étapes suivantes :

- la vigie sur les structures tarifaires adaptées pour refléter les coûts marginaux de long terme;
- la liste des modifications qui pourraient être applicables au contexte québécois;

---

<sup>45</sup> Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002 phase 1, 21 mai 2003, pages 169 à 187.

- la stratégie de réforme tarifaire et le plan d'implantation;
- le rapport d'étape présenté à chacun des prochains dossiers tarifaires.

#### **6.4 ABROGATION DES TARIFS LR ET MR**

Le Distributeur demande l'abrogation des tarifs LR et MR.

Ces tarifs expérimentaux en temps réel, introduits en 1994, permettaient aux clients d'avoir accès à des blocs d'énergie additionnelle vendus au prix du marché. Le manque de flexibilité du tarif combiné à l'arrivée de prix élevés a provoqué un important effritement de la clientèle depuis le début des années 2000. Actuellement, il reste cinq clients toujours actifs au tarif LR et deux au tarif MR.

Le Distributeur estime que ces tarifs ne permettent pas une gestion efficace de la pointe, puisqu'ils ne comportent aucune obligation d'interruption. Une option d'électricité interruptible est maintenant offerte aux clients du tarif L. Une option un peu similaire est proposée pour les clients du tarif M. De plus, une option d'électricité additionnelle est proposée pour la clientèle grande puissance.

**Étant donné que ces deux tarifs ne répondent plus aux attentes des clients ni aux besoins du Distributeur, la Régie accepte leur abrogation.**

#### **6.5 OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE GRANDE PUISSANCE**

Le Distributeur propose la création d'une option d'électricité additionnelle pour la clientèle grande puissance en remplacement du tarif LR.

Le but de l'option est d'offrir au client la possibilité de consommer une petite quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement, à un prix représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur. Ce prix permet de ne pas inclure de coûts de transport ni de distribution, puisque cette énergie est consommée en dehors des heures de pointe et sans dépassement de la puissance disponible.

Cette option est réservée à l'abonnement assujetti au tarif L. L'adhésion se fait sur une base mensuelle. Certaines dispositions sont mises en place afin d'éviter toute cannibalisation des ventes au tarif de base.

**La Régie accepte l'introduction de l'option d'électricité additionnelle. Afin de s'assurer que cette option soit rentable, elle demande au Distributeur un suivi dans le cadre du rapport annuel.**

## **6.6 OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE MOYENNE PUISSANCE**

À la suite de l'abrogation des tarifs MR et BT, le Distributeur s'est engagé à offrir, comme option de remplacement, une option d'électricité interruptible applicable à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006 pour la clientèle moyenne puissance disposant d'une capacité d'effacement.

Cette option s'inspire étroitement du concept d'électricité interruptible présentement disponible pour la clientèle au tarif L, tout en tenant compte des éléments suivants : la nature du service rendu par les clients participants, les ressources moindres dont disposent les clients moyenne puissance pour la gestion de leur consommation d'énergie ainsi que leur moins grande flexibilité d'interruption. Elle comporte des plages fixes d'interruption, soit de 7 h à 11 h et de 17 h à 21 h, un préavis donné la veille avant 15 h et des primes fixes et variables. La durée maximale d'interruption est de 100 heures par an. De plus, le Distributeur demande de comptabiliser, à même le compte de frais reportés créé en vertu de la décision D-2003-224<sup>46</sup>, tous les frais relatifs à l'utilisation de cette option.

Le Distributeur a consulté la clientèle à ce sujet. Il affirme qu'une option plus flexible pourrait élargir le nombre de clients intéressés.

À cet égard, FCEI/ASSQ et l'UPA proposent d'autres modalités afin de rendre l'option plus attrayante.

**La Régie accepte l'introduction de l'option d'électricité interruptible pour les clients moyenne puissance. Elle demande un suivi dans le cadre du rapport annuel de l'adhésion de la clientèle à cette option. Elle prend acte de l'engagement du Distributeur à rencontrer rapidement les parties intéressées et à explorer de nouvelles modalités mieux adaptées à leurs besoins et caractéristiques de consommation.**

---

<sup>46</sup> Décision D-2003-224, dossier R-3518-2003, 3 décembre 2003.

**La Régie accepte aussi que le Distributeur comptabilise les frais relatifs à l'utilisation de cette option dans le compte de frais reportés utilisé pour l'électricité interruptible pour la clientèle grande puissance.**

#### **6.7 ABROGATION DU TARIF LC ET LIMITATION DE L'ACCÈS AU TARIF LP AUX CLIENTS ACTUELS**

Le tarif LC a été développé dans les années 1980, dans le but d'écouler des surplus intermittents d'énergie sous forme d'énergie d'appoint aux clients grande puissance munis d'une chaudière alimentée à l'électricité et au combustible. Dans le contexte d'approvisionnement actuel, le Distributeur propose son abrogation.

Par ailleurs, le tarif LP était offert à titre d'énergie de secours pour de courtes périodes afin d'assurer le maintien du parc de chaudières du tarif LC. Étant donné l'abrogation du tarif LC, le Distributeur propose de limiter l'accès au tarif LP aux clients actuels, en utilisant le prix de l'option d'électricité additionnelle.

**Dans le contexte d'approvisionnement actuel, la Régie approuve l'abrogation du tarif LC et la limitation de l'accès au tarif LP aux clients actuels.**

#### **6.8 RÉINTRODUCTION DES MODALITÉS TARIFAIRES DE RATTRAPAGE POUR LES ACTIVITÉS D'HIVER ET LES RÉSEAUX MUNICIPAUX**

##### *Activités d'hiver*

En février 1984, les modalités relatives aux activités d'hiver ont été introduites au texte des Tarifs d'Hydro-Québec. Quatre ans, plus tard, le 1<sup>er</sup> mai 1988, l'accès aux activités d'hiver a été fermé aux nouveaux clients dans le cadre d'un retrait éventuel des modalités afférentes. Le 1<sup>er</sup> mai 1993, un rattrapage de 2 % par année a été entrepris afin de rejoindre les tarifs normalisés. À partir du 1<sup>er</sup> mai 1996, la majoration annuelle des factures des clients admissibles aux activités d'hiver est passée à 8 %. En 1997, ce rattrapage a été suspendu.

Aujourd'hui, le Distributeur a l'intention de poursuivre ce rattrapage. Au 1<sup>er</sup> avril 2006, la majoration de la facture s'élèverait à 10 %. Le rattrapage, qui touche 24 clients, serait complété dans six à huit ans.

## ***Réseaux municipaux***

Le 1<sup>er</sup> mai 1990, un mécanisme de plafonnement des hausses applicables aux réseaux municipaux a été introduit afin de limiter les hausses tarifaires relativement élevées que certains d'entre eux ont subies à cause de la restructuration du tarif L.

Cette clause de rattrapage, fixée à 0,5 % de plus que la hausse moyenne du tarif L, s'est appliquée jusqu'à ce qu'il soit plus avantageux pour le réseau municipal d'être facturé au tarif L. Le 1<sup>er</sup> mai 1996, le rattrapage a été interrompu. Le Distributeur propose de le réintroduire, de façon à uniformiser la tarification appliquée aux réseaux municipaux.

En 2006, le rattrapage représente un montant de 600 000 \$. Il serait complété dans un à deux ans pour les réseaux visés de Saguenay et de Westmount.

**La Régie approuve la reprise des modalités de rattrapage pour les activités d'hiver et les réseaux municipaux, qu'elle considère justifiée.**

## **6.9 RÉVISION DES TARIFS ET MODALITÉS APPLICABLES AUX RÉSEAUX AUTONOMES**

Afin de répondre à l'évolution des besoins des réseaux autonomes, le Distributeur propose certaines modifications au texte des Tarifs.

La clientèle résidentielle des réseaux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle bénéficie du tarif D jusqu'à concurrence de 30 kWh par jour, soit la consommation correspondant généralement aux usages de base. L'excédent, soit la consommation associée au chauffage électrique, est facturé à 28,07 ¢/kWh.

Les caractéristiques de consommation de la clientèle affaires ne permettent pas au Distributeur d'établir une structure tarifaire pouvant limiter l'usage de l'électricité pour les applications thermiques. Bien que les tarifs généraux s'appliquent pour tout abonnement, certains usages sont spécifiquement interdits aux tarifs réguliers. Un tarif dissuasif de 61,91 ¢/kWh s'applique à l'ensemble de la consommation lorsque l'électricité livrée est utilisée pour le chauffage des locaux, de l'eau ou pour toute autre application thermique, à l'exception de quelques appareils, tels les électroménagers. Ces restrictions visent à inciter les clients à utiliser de manière optimale les ressources énergétiques.

La tarification dissuasive est appuyée par l'application de frais spéciaux de branchement lorsque le branchement alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau au nord du 53<sup>e</sup> parallèle.

### ***Climatisation pour la clientèle affaires au nord du 53<sup>e</sup> parallèle***

Selon le Distributeur, la clientèle affaires a exprimé le besoin d'utiliser des appareils de climatisation pour contrer la chaleur et le haut taux d'humidité pendant la période estivale. Elle assure ainsi un environnement propice pour les équipements sensibles à la chaleur et pour les utilisateurs de services (aéroports, hôpitaux, édifices à bureaux, etc.). Le Distributeur affirme que ses analyses démontrent qu'il n'existe pas d'alternative efficace à l'usage de l'électricité et que l'impact économique de la climatisation au tarif régulier serait limité. Le coût total de la charge additionnelle de 275 MWh serait de l'ordre de 40 000 \$.

### ***Chauffage électrique temporaire au nord du 53<sup>e</sup> parallèle***

Lors de la construction de nouveaux bâtiments, des radiateurs électriques portatifs sont régulièrement utilisés pour le séchage des joints et de la peinture. Actuellement, des frais spéciaux de branchement sont applicables, compte tenu que cette application constitue une charge de chauffage des locaux, bien que temporaire et de courte durée. En pratique, ces frais sont difficilement applicables vu la période d'utilisation maximale de 21 jours et la faible importance de la charge, estimée à 140 \$ par habitation, soit environ 8 400 \$ par année.

### ***Câbles chauffants électriques dans les conduites d'amenée d'eau***

Depuis 1996, l'Administration régionale Kativik (ARK) demande à Hydro-Québec de permettre l'utilisation de l'électricité pour des câbles chauffants dans les conduites souterraines d'amenée d'eau, entre la source et l'usine de traitement. Selon l'ARK, il s'agit de la solution la plus fiable, la plus simple et la seule techniquement possible. En effet, une génératrice serait inefficace et les coûts d'opération seraient prohibitifs étant donné la courte période d'utilisation et la faible consommation.

Le Distributeur considère que la faible consommation, estimée par l'ARK à environ 9 900 kWh une année sur deux, ainsi que les enjeux importants pour la santé et l'hygiène

publique, justifient l'application du tarif régulier. Toutefois, ces charges devront être interrompues sur demande du Distributeur, pour fins de gestion de la pointe. Le manque à gagner annuel entre le tarif régulier et le tarif dissuasif actuellement applicable serait de 2 700 \$ pour un village et d'un montant maximal de 37 500 \$ si les 14 villages du Nunavik implantaient cette technologie.

### ***Définition générale de « réseau autonome »***

Actuellement, la définition de « réseau autonome » vise uniquement les réseaux dont l'électricité est produite par des groupes électrogènes fonctionnant au moyen de combustibles fossiles, de turbines à gaz ou d'éoliennes. Elle ne reflète pas la possibilité qu'un réseau autonome soit alimenté à partir d'énergie hydraulique.

Le Distributeur demande d'adopter une définition générale de «réseau autonome » visant tous les réseaux non reliés au réseau intégré afin de l'harmoniser avec les *Conditions de service d'électricité*<sup>47</sup>.

**La Régie approuve les modifications au texte des Tarifs compte tenu de leur impact marginal sur le coût de service et la situation particulière de la clientèle des réseaux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle.**

### ***Tarif MA pour les abonnements de plus de 1 000 kVA***

Bien que le Distributeur soit tenu de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce son droit exclusif (incluant les réseaux autonomes), il n'existe aucun tarif dans le texte des Tarifs pour un abonnement, alimenté à partir d'un réseau autonome, dont la puissance appelée excède 1 000 kVA. Tel que prévu à l'article 269 du texte des Tarifs : « *Les tarifs en vigueur ne s'appliquent pas aux livraisons d'électricité excédant 1 000 kilovoltampères à partir d'un réseau autonome* ».

Conséquemment, un contrat spécial approuvé par le gouvernement est requis chaque fois qu'un abonnement excède la limite fixée à l'article 269. Un seul client situé aux Îles-de-la-Madeleine a conclu un tel contrat spécial jusqu'à présent.

---

<sup>47</sup> Conditions de service d'électricité prévues au *Règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*, (1996) 128 G.O. II, 2998, modifié par les décisions D-2001-60, D-2001-259, D-2002-07, D-2002-261 et D-2003-23.

Une charge additionnelle de plus de 1 000 kVA, ou 900 kW, a un impact majeur sur la capacité de production des réseaux autonomes. Les réseaux étant conçus et planifiés pour répondre à la croissance normale des charges, la marge de manœuvre dont dispose le Distributeur dans de tels réseaux est insuffisante. Des ajouts de cette taille nécessitent le recours à des équipements de production supplémentaires allant même jusqu'à la construction d'une nouvelle centrale, ce qui peut impliquer des délais importants.

Afin de répondre aux besoins éventuels de cette clientèle, tout en évitant le recours aux contrats spéciaux, le Distributeur s'adresse à la Régie pour amender l'article 269 en introduisant un tarif conçu pour les clients de plus de 1 000 kVA alimentés à partir d'un réseau autonome.

Le Distributeur veut créer un nouveau tarif, le tarif MA, qui reflèterait les coûts de production associés au service électrique des clients de plus de 1 000 kVA situés dans les réseaux autonomes. La structure du tarif MA est basée sur la structure du tarif M. On y ajoute un deuxième niveau de prix en puissance et une troisième tranche en énergie reflétant les coûts marginaux de fourniture.

Aucun changement n'est apporté aux coûts de transport et de distribution. Les frais fixes de production seront récupérés par le biais de la prime de puissance applicable aux kilowatts à facturer excédant 900 kW, soit 14,35 \$/kW pour une centrale fonctionnant au diesel lourd, ou 40,35 \$/kW pour une centrale fonctionnant au diesel léger. Quant aux frais variables, le Distributeur propose de les récupérer par le biais d'une troisième tranche en énergie dont le seuil est fixé à 390 000 kWh par mois. Le prix de cette tranche est basé sur la composante variable des coûts marginaux de production des réseaux autonomes, soit 13,94 ¢/kWh au diesel lourd ou 28,81 ¢/kWh au diesel léger.

La preuve démontre que cette catégorie de consommateurs en réseau autonome a des incidences opérationnelles sur les équipements de production faisant partie intégrante du réseau de distribution. L'impact a été jugé assez important pour qu'une limite soit prévue au tarif et que le gouvernement demande que l'approvisionnement se fasse par contrats spéciaux.

La Régie est d'avis que cette dernière spécificité applicable aux clients des réseaux autonomes dont la consommation excède 1 000 kVA est suffisamment importante pour en faire une catégorie tarifaire distincte.

**La Régie juge que la proposition tarifaire du Distributeur permet de récupérer les coûts marginaux d'approvisionnement engendrés par ces clients. Par ailleurs, elle note qu'il n'y a pas eu de contestation de ces faits de la part des intervenants. En conséquence, la Régie approuve le nouveau tarif MA.**

## **7. STRATÉGIE TARIFAIRE**

### *Stratégie tarifaire*

Compte tenu des tarifs actuels et des revenus requis pour 2006, le Distributeur prévoit un manque à gagner de 463 M\$ pour l'année tarifaire 2006-2007. Ce manque à gagner justifie une hausse tarifaire de l'ordre de 5,3 %.

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 (tarif GD) ou, pour les tarifs plus récents, selon une entente convenue avec le Producteur (tarif LD). Les prix de certaines options tarifaires, notamment le tarif LP et la nouvelle option d'électricité additionnelle, seront toutefois fixés en fonction du prix du marché.

Le Distributeur propose de récupérer ce revenu additionnel requis par une hausse uniforme. Cette hausse uniforme permet de conserver un indice d'interfinancement relativement stable pour les clients du tarif D, passant de 81,7 % avant la hausse à 81,6 %. Le Distributeur mentionne que les légers écarts observés s'expliquent aussi par le décalage de trois mois entre les années financière et tarifaire, lequel influe sur le niveau des revenus provenant des catégories de consommateurs.

Les tarifs applicables à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006 sont établis sur la base du rapport entre le revenu requis 2006 accordé dans la présente décision et le volume des ventes des 12 mois de l'année témoin 2006. Par contre, pour calculer l'indice d'interfinancement de chacune des catégories tarifaires, le Distributeur utilise les revenus générés par les tarifs dans l'année financière (soit trois mois de revenus calculés avec l'application des tarifs 2005 et neuf mois avec les tarifs 2006).

Par souci de cohérence, et comme proposé par l'ACEF de Québec, la Régie considère que le calcul de l'interfinancement doit reposer sur les mêmes données que celles utilisées pour l'établissement des tarifs. Elle demande donc au Distributeur de calculer les indices d'interfinancement en se basant sur les revenus générés par l'application des tarifs sur les 12 mois de l'année témoin, plutôt que d'utiliser les revenus générés par les tarifs durant l'année financière.

La Régie estime que l'augmentation uniforme des tarifs proposée par le Distributeur permet de conserver, pour la catégorie domestique, un indice d'interfinancement relativement stable, ce dernier s'établissant à 81,6 % en 2006 comparativement à la balise de référence ajustée de 2002 qui se situe au présent dossier à 81,0 %. La Régie juge que l'écart de 0,6 point de pourcentage constitue un niveau de fluctuation acceptable. Conséquemment, elle accepte que les hausses tarifaires soient uniformes entre les catégories de consommateurs.

Sur la base des données soumises en preuve par le Distributeur, la hausse tarifaire accordée s'élève à 5,3 %. Cette hausse représente une augmentation de 4,95 \$ par mois pour le client résidentiel moyen et de 8,31 \$ par mois pour le client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité.

La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 9 mars 2006, à 12 h, les documents suivants :

- le calcul de la provision réglementaire 2006;
- une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-1-HQD 13, document 3;
- un tableau correspondant à la nouvelle grille tarifaire, selon le format de la pièce B-1-HQD 13, document 5;
- une mise à jour du texte des Tarifs incorporant les modifications contenues dans la présente décision.

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

**TABLEAU 23**  
**ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE**

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustement</i>	<i>Reconnu</i>
Revenu requis	10 041		10 041
Compte de frais reportés du tarif BT		10	10
Contrats spéciaux	(806)		(806)
Revenu requis excluant les contrats spéciaux	9 235	10	9 245
Autres revenus	(144)		(144)
Provision réglementaire de l'année précédente	31		31
	9 122	10	9 132
Revenus prévus selon les tarifs antérieurs excluant les contrats spéciaux	8 669		8 669
Revenu additionnel requis	453	10	463
Hausse tarifaire requise estimée	5,2 %		5,3 %
Hausse tarifaire demandée	3,0 %		
Provision réglementaire estimée (à récupérer dans l'année suivante)			141

*Sources : Pièce B-75-HQD-1, document 1, page 12, révision du 27 janvier 2006; pièce B-75-HQD-6, document 1, page 3, révision du 27 janvier 2006; pièce B-1-HQD-13, document 1, page 40*

### ***Modification au texte des Tarifs***

Le Distributeur a procédé à une nouvelle numérotation du texte des Tarifs. L'objectif visé par cette modification est d'apporter une plus grande stabilité à la numérotation de la très grande majorité des articles lorsque des éléments sont ajoutés ou retirés du document.

Le Distributeur mentionne que d'autres modifications, d'ordre syntaxique, ont également été apportées afin de clarifier le texte des articles concernés.

Enfin, par souci d'efficacité, compte tenu de l'ampleur du document, le Distributeur n'a pas modifié les taux des tarifs conformément à la grille produite en pièce B-1-HQD-13, document 3. Ils le seront à la suite des instructions données dans la présente décision et à la mise à jour de la grille des tarifs.

**Sous réserve de la mise à jour que doit déposer le Distributeur, la Régie accepte les modifications proposées au texte des Tarifs.**

## 8. SUIVIS

### 8.1 VIGIE SUR LES COMPTEURS AVANCÉS

En réponse aux préoccupations de la Régie exprimées dans la décision D-2005-34<sup>48</sup>, le Distributeur présente un rapport de vigie des principales expériences étrangères spécifiques aux compteurs avancés. Il présente également une réflexion sur la tarification dynamique et son impact sur la consommation d'électricité.

Il ressort de ce rapport que les implantations massives de compteurs avancés par les distributeurs ont principalement comme objectif de réduire les coûts des SALC ou d'assurer la qualité du service. Les compteurs avancés peuvent également permettre de gérer la demande d'électricité par le biais d'une tarification dynamique. À cet égard, le rapport mentionne la nouvelle politique énergétique américaine qui propose que les États exigent des distributeurs d'électricité qu'ils offrent une option de tarification dynamique et des compteurs avancés aux consommateurs qui en font la demande.

Le Distributeur se questionne sur les possibilités de réduire significativement une charge de chauffage, surtout lorsque les périodes de pointe peuvent s'étendre sur plusieurs heures, voire plusieurs journées. De plus, il est préoccupé par le phénomène de reprise de la charge qui suivrait inévitablement une période prolongée de réduction de la charge de chauffage.

Le Distributeur affirme qu'il continuera à suivre les expériences étrangères relatives aux compteurs avancés. Étant donné l'état d'avancement de ces expériences, il est prématuré de tirer des conclusions à cette étape.

Le **GRAME** et **SÉ/AQLPA** se sont regroupés pour traiter du sujet. Ces intervenants souhaitent que le Distributeur entame dès maintenant la réalisation d'analyses coûts bénéfiques sur la technologie des compteurs avancés ainsi que sur les différentes formes de tarification qui pourraient y être associées. Ils demandent aussi la création d'un groupe de travail et d'un projet pilote pour évaluer les avantages d'une telle technologie.

**La Régie juge satisfaisante la vigie présentée par le Distributeur. Sa revue est étoffée et basée sur une recherche des expériences pertinentes à la vigie souhaitée.**

---

<sup>48</sup> Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 140.

**La Régie lui demande de poursuivre sa vigie sur les compteurs intelligents et d'en rendre compte annuellement lors des prochains dossiers tarifaires. La Régie est particulièrement intéressée par les résultats de l'expérience ontarienne et par l'impact de la politique américaine en ce qui a trait à l'obligation pour les distributeurs d'offrir des options de tarification dynamique et des compteurs avancés aux consommateurs qui en font la demande.**

**Par ailleurs, la Régie juge qu'il serait prématuré de mettre en place dès maintenant un comité technique ou un projet pilote tel que demandé par le GRAME et SÉ/AQLPA.**

## **8.2 DONNÉES À PRÉSENTER DANS LE RAPPORT ANNUEL À LA RÉGIE**

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

1. Accumuler sur une base mensuelle les informations pertinentes sur les écarts dus aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution et documenter le fonctionnement du compte de nivellement de la température (section 2.2);
2. Présenter un suivi sur la rentabilité de l'option d'électricité additionnelle pour la clientèle grande puissance (section 6.5);
3. Fournir un suivi de l'adhésion de la clientèle à l'option de l'électricité interruptible pour les clients moyenne puissance (section 6.6).

Pour ces motifs,

### **La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE**, en partie, la demande du Distributeur;

**APPROUVE**, pour le présent dossier, les modifications et ajouts apportés à la méthode de répartition des coûts soumise;

**REFUSE**, pour le présent dossier, la création d'un compte d'étalement tarifaire, afin d'y comptabiliser les écarts entre les revenus requis additionnels et les revenus requis résultant de l'application des tarifs;

**AUTORISE** la création d'un compte de nivellement, portant intérêt au taux autorisé sur la base de tarification, afin de capter les écarts de revenus de transport et de distribution associés aux impacts des aléas climatiques sur les volumes des ventes du Distributeur;

**AUTORISE** l'inclusion dans la base de tarification des comptes de frais reportés relatifs au tarif BT, aux options d'électricité interruptible, au transfert des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale, au *pass-on* des approvisionnements postpatrimoniaux et au transfert du coût de service de transport à partir du moment de leur disposition ou amortissement;

**PERMET** la modification de l'échéancier du programme d'automatisation autorisé par la décision D-2005-140 en le portant à six ans;

**AUTORISE** les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité pour l'année 2006 et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi, et ce, jusqu'à concurrence de 579,5 M\$;

**RÉSERVE** sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires à la prestation de service pour l'année témoin 2006, les revenus requis pour l'année témoin 2006, la modification des tarifs applicables au 1<sup>er</sup> avril 2006, et ce, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **9 mars 2006, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

**DÉTERMINE** un taux de rendement de 7,75 % sur la base de tarification 2006;

**PERMET** l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 6,41 %;

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

**APPROUVE** la réintroduction des modalités tarifaires de rattrapage applicables aux activités d'hiver et **FIXE** le taux de rattrapage annuel à 2 %;

**APPROUVE** la réintroduction des modalités tarifaires de rattrapage applicables aux réseaux municipaux et **FIXE** le taux de rattrapage annuel à 0,5 %;

**ABROGE** les tarifs LR, MR et LC;

**APPROUVE** l'introduction d'une option d'électricité additionnelle pour la clientèle grande puissance, en remplacement du tarif LR;

**APPROUVE** l'introduction d'une option d'électricité interruptible pour la clientèle moyenne puissance;

**PERMET** la comptabilisation, à même le compte de frais reportés créé en vertu de la décision D-2003-224, de tous les frais relatifs à l'utilisation par le Distributeur de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance;

**APPROUVE** les modifications proposées aux modalités tarifaires applicables aux réseaux autonomes;

**DEMANDE** au Distributeur de déposer, au plus tard le **9 mars 2006, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, et ce, sous le format de la pièce B-1-HQD-13, document 3;

**DEMANDE** au Distributeur de mettre à jour le texte des Tarifs et de lui déposer ce document, pour approbation, au plus tard 30 jours après l'approbation de la nouvelle grille tarifaire.

Jean-Paul Théorêt  
Régisseur

Gilles Boulianne  
Régisseur

Richard Carrier  
Régisseur

**REPRÉSENTANTS :**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M. Vital Barbeau et M. Richard Dagenais;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M<sup>c</sup> Pierre Pelletier;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M<sup>c</sup> Marie-Claude Perron;
- Corporation des propriétaires immobiliers du Québec (CORPIQ) représentée par M. Stéphane Leclerc et M. Jean-Paul Thivierge;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Association des stations de ski du Québec (FCEI/ASSQ) représenté par M<sup>c</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>me</sup> Nicole Moreau et M. Jean-François Lefebvre;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>c</sup> Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>c</sup> Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>c</sup> Pierre Tourigny;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par M<sup>c</sup> Franklin S. Gertler;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M<sup>c</sup> Jocelyn B. Allard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représenté par M<sup>c</sup> Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>c</sup> Eve-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>c</sup> Steve Cadrin;
- Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M<sup>c</sup> Marie-Andrée Hotte;
- M<sup>c</sup> Richard Lassonde pour la Régie de l'énergie.

# ANNEXE

**Annexe (2 pages)**

J.-P. T

\_\_\_\_\_

G. B.

\_\_\_\_\_

R. C.

\_\_\_\_\_



## **LISTE DES SUIVIS REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION**

La Régie demande que les éléments suivants soient déposés par le Distributeur lors du prochain dossier tarifaire :

1. Accumuler sur une base mensuelle les informations pertinentes sur les écarts dus aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution et documenter le fonctionnement du compte de nivellement de la température (section 2.2);
2. Mettre à jour la pondération, établie dans les années 1980, utilisée pour la répartition de l'impact des conditions climatiques par catégorie de consommateurs (section 2.2);
3. Présenter les modalités de disposition du compte de *pass-on* pour les approvisionnements postpatrimoniaux (section 2.3);
4. Soumettre un plan et un échéancier des travaux sur l'application des *Conditions de service d'électricité* aux entités affiliées du Distributeur (section 2.6);
5. Joindre à la liste des indicateurs de performance les indicateurs du domaine Satisfaction de la clientèle déposés dans le cadre de son rapport annuel relatif à l'efficacité interne (section 3.1);
6. Rendre compte de manière détaillée, en audience publique, de sa gestion des approvisionnements postpatrimoniaux à l'occasion de la disposition du compte de *pass-on* (section 4.2);
7. Déposer un plan intégré d'amélioration sur l'efficacité des charges d'exploitation qui comportera des mesures précises ainsi qu'un échéancier multiannuel d'implantation (section 4.4);
8. Présenter une nouvelle méthode de traitement des investissements (section 4.12);
9. Apporter un correctif à l'étude de répartition des coûts de l'année témoin 2006 en modifiant la méthode de répartition du compte de frais reportés pour le tarif BT et présenter l'impact sur les résultats (section 5.2);

10. Présenter une étude d'allocation des coûts d'électricité postpatrimoniaire en fonction de l'approche globale et de l'approche horaire et fournir davantage d'explications sur :
  - l'établissement des profils de consommation postpatrimoniaire et leur évolution anticipée,
  - l'établissement des coûts horaires à partir des caractéristiques des contrats résultant d'appels d'offres,
  - le reflet des liens de causalité des coûts,
  - le traitement envisagé des contraintes reliées à la confidentialité des données reliées à ces contrats (section 5.3);
11. Soumettre une proposition sur les diverses avenues permettant de mieux refléter, notamment, les coûts des nouveaux approvisionnements dans les tarifs de chacune des catégories de clients et sur l'interprétation à donner aux dispositions de la Loi concernant l'interfinancement dans ce nouveau contexte (section 6.3);
12. Calculer les indices d'interfinancement en se basant sur le revenu généré par l'application des tarifs sur les 12 mois de l'année témoin, plutôt que d'utiliser les revenus générés par les tarifs durant l'année financière (section 7).