

CANADA**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL****NO : R-3541-2004****HYDRO-QUÉBEC,**Demanderesse

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2005-2006**

PLAN DÉTAILLÉ D'ARGUMENTATION**INTRODUCTION**

«As to the rate level, public utilities are entitled to cover all allowable operating costs and to have the opportunity to earn a "fair" rate of return. »

(Phillips, Charles F., *The Regulation of Public Utilities*, Public Utilities Report, 1993, p. 171)

«At a minimum, a public utility must be afforded the opportunity not only of assuring its financial integrity so that it can maintain its credit standing and attract additional capital as needed, but also achieving earnings comparable to those of other companies having corresponding risks. »

(Phillips, p. 375)

1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2005**Dépassement du volume patrimonial.****Une conjoncture financière moins favorable.**

Un contrôle serré de l'ensemble des coûts.

Une analyse du coût de service à faire de manière détaillée (poste par poste), mais un jugement global.

2. LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE 2004

« La Régie reconnaît pour l'année témoin 2004 un revenu additionnel requis d'environ 117 M\$ que le Distributeur pourra couvrir en appliquant une augmentation uniforme de ses tarifs de 1,4 % à compter du 1^{er} avril 2004. »

(D-2004-47, p. 8 – R-3492-2002, Phase 2)

La provision réglementaire vise à s'assurer que le revenu additionnel requis destiné à l'année 2004 ne soit pas utilisé dans le calcul du revenu des ventes projetées 2005.

La somme provisionnée (36,2 M\$) vise à payer des coûts encourus en 2004, d'où la nécessité de provisionner cette somme en 2004. En ne provisionnant pas cette somme, on pose erronément l'hypothèse que le revenu additionnel requis de l'année tarifaire 2004-2005, récupéré au cours des trois premiers mois de 2005, constitue un revenu des ventes projetées 2005.

Si aucun mécanisme n'est appliqué, pour un seul et même dollar perçu dans la période de janvier à mars 2005, et ce jusqu'à hauteur de 36,2 M\$ dans le cas de l'année 2004, ce dollar est **présupposé disponible** pour payer 1\$ de **facture de 2004** et **réputé utilisé** pour payer 1\$ de **facture de 2005**, car inclus dans le revenu des ventes porté en réduction du revenu requis 2005. En l'absence de provision, cette somme ne sera **jamais** récupérée.

- Annexe 1, p. 1.

Ne pas accepter la provision réglementaire contreviendrait à la décision D-2004-47, en retranchant 36,2 M\$ du coût de service autorisé pour 2004. Cela anéantirait complètement le droit du Distributeur d'avoir l'*opportunité* de percevoir le revenu requis autorisé par la Régie.

Cette preuve n'est pas contredite. La provision réglementaire n'est contestée par aucun expert au dossier. En outre, le Distributeur ne touche en aucune manière aux tarifs de l'année 2004. Il ne propose aucune rétrofacturation, tel que sous-entendu par certains intervenants.

3. MESURE DE L'EFFICIENCE, COÛT DU SERVICE ET REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

3.1 Coût du service et revenus requis

ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS					
	Année historique	Année de base	Année témoin	Croissance annuelle moyenne	Croissance 2004-2005
	2003	2004	2005		
COMPOSANTES DU REVENU REQUIS					
Coûts hors du contrôle direct d'HQD (84 %)	7 446	7 491	7 752	2,0%	3,5%
• Achats d'électricité	4 506	4 518	4 690	2,0%	3,8%
• Service de transport	2 313	2 313	2 313	0,0%	0,0%
• Coût du capital	666	664	735	5,0%	10,6%
• Éléments exceptionnels	-39	-4	14	N.D.	N.D.
Coûts sous le contrôle direct d'HQD (16 %)	1 469	1 500	1 513	1,5%	0,8%
• Charges d'exploitation	958	964	965	0,4%	0,1%
• Autres charges	567	591	602	3,0%	1,8%
• Facturation externe émise	-56	-55	-54	-1,4%	-1,1%
REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR	8 915	8 991	9 265	1,9%	3,1%

HQD-15, Document 1.1

Faits saillants :

- Une croissance annuelle moyenne du revenu requis sur la période 2003 et 2005 de 1,9 %.
- Une croissance qui découle principalement d'éléments hors du contrôle direct du Distributeur, soit :
 - 1) les approvisionnements postpatrimoniaux,
 - 2) les charges financières : Coût du capital à la hausse de 71 M\$, en raison notamment de la hausse des taux d'intérêt.
 - Sur les 71 M\$, 60 M\$ s'expliquent par la hausse du coût du capital emprunté, et ;
 - 3) les éléments exceptionnels (charge de retraite).
 - La grande volatilité de la charge de retraite sur la période 2003-2005, en raison de facteurs externes rendrait, si cette charge était intégrée aux charges d'exploitation de HQD, plus complexe toute analyse des charges d'exploitation du Distributeur.

- Une croissance annuelle moyenne de 1,5 % des coûts sous le contrôle du Distributeur de 2003 à 2005 et de 0,8 % entre 2004 et 2005, malgré la croissance soutenue des abonnements.

Jugement global sur le coût de service :

- Témoignage de M. André Boulanger, N.S., Vol. 1, pp. 22 et 31-32.
- La réponse à l'engagement 3 (HQD-15, Document 5.3).
 - Les écarts constatés ne sont liés qu'au traitement comptable ultérieur des sommes provisionnées. Il n'y a pas de surestimation du revenu requis.
 - D'ailleurs, le 20 M\$ d'écart constaté au poste *Services externes et ressources financières* est réduit à une différence d'environ 13 M\$ entre le budget et le réel des charges d'exploitation globales 2003. D'autre part, les charges d'exploitation budgétées pour 2004 et 2005 reflètent la continuité avec le réel 2003. (HQD-15, Document 5.3 et témoignage M. Michel Bastien, N.S., Vol. 1, pp. 344-346)

ÉVOLUTION DES CHARGES D'EXPLOITATION

	2003	2004	2005	Croissance annuelle moyenne 2003-2005	Croissance 2004-2005
Charges d'exploitation	957,7	964,0	965,2	0,4%	0,1%
Charges brutes directes	847,2	888,8	902,2	3,2%	1,5%
Masse salariale	594,1	609,0	621,4	2,3%	2,0%
Autres charges directes	303,0	324,0	326,5	3,8%	0,8%
Récupération de coûts	-49,9	-44,2	-45,7	-4,3%	3,4%
Charges de services partagés	391,5	376,6	370,2	-2,8%	-1,7%
Coûts capitalisés	-269,5	-287,0	-292,8	4,2%	2,0%
Frais corporatifs	32,5	35,4	36,0	5,2%	1,7%
Facturation interne émise	-44,0	-49,8	-50,4	7,0%	1,2%

Des charges d'exploitation marquées par une croissance annuelle moyenne de seulement 0,4 % des charges d'exploitation de 2003 à 2005 et de 0,1 % entre 2004 et 2005, démontrant les efforts continus de contrôle des coûts, tout en respectant les engagements contractuels (hausses salariales, croissance des abonnements, etc.) du Distributeur.

Efficienne

Les indicateurs d'efficience corroborent la bonne performance du Distributeur dans le contrôle de ses coûts, peu importe la période de l'analyse ou le choix des intrants ou des extrants.

- HQD-4, Document 1
- Témoignage de l'expert Drazen, N.S., Vol. 6, pp. 103-105.

À la demande de la Régie, le Distributeur a présenté des indices d'efficience pour ses fournisseurs internes, lesquels témoignent également d'une bonne performance de ceux-ci (HQD-4, Document 2).

Malgré l'absence d'information sur le balisage présentement en cours, le Distributeur a présenté à la pièce HQD-4, Document 1 une preuve sur des pistes d'améliorations concrètes et immédiates, autant pour les processus Services à la clientèle que celui du réseau de Distribution.

Cette preuve identifie les tendances de l'industrie et les meilleures pratiques. Elle souligne aussi les améliorations visées par l'entreprise sur l'horizon 2008.

Cette preuve n'a fait l'objet d'aucune analyse par les intervenants, bien qu'elle soulève des enjeux d'efficience et de qualité du service.

Le niveau des effectifs (HQD-8, Document 4, pp. 9-11)

L'augmentation du niveau des effectifs doit être analysée en fonction d'éléments contextuels qui sont incontournables.

- Transition de la structure organisationnelle de l'entreprise pour une meilleure imputabilité.
 - Décentralisation d'activités comptables des unités corporatives de l'entreprise vers les divisions (28 effectifs).
 - Transfert des activités d'impression des factures (4 effectifs).

- Croissance des activités d'approvisionnement dans le contexte de la gestion du volume d'électricité patrimoniale et postpatrimoniale. (17 effectifs).
 - Nécessaire pour l'optimisation du volume d'électricité patrimoniale.
 - Indispensable dans le contexte postpatrimonial et compte tenu des enjeux de sécurité des approvisionnements et monétaires.
 - Avec pour objectif d'assurer l'approvisionnement au meilleur coût.
- Mise en place de projets d'investissement d'envergure, tels le projet Système d'Information Clientèle (SIC) (105 effectifs) et le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) (22 effectifs).
 - Projets préalablement autorisés et suivis étroitement par la Régie.
- Croissance soutenue et continue des activités de raccordement, du nombre d'abonnements et de factures émises, du nombre de relevés et du nombre d'appels au cours des périodes analysées.
 - Croissance annuelle moyenne du nombre d'abonnements de 1,42 % en 2003 – 2005 et de 1,08 % des ventes normalisées sur la même période.

Ces effectifs sont pleinement justifiés. Ils sont aussi nécessaires à la réalisation des activités de base du Distributeur et découlent, pour une large part, de décisions antérieures de la Régie.

Les bonis d'intéressement

Dans la décision D-2003-93, la Régie se déclarait favorable au principe des bonis d'intéressement. Elle exprimait cependant certaines réserves (p. 111).

Dans la décision D-2004-47, la Régie refusait de reconnaître 10 M\$ liés aux bonis d'intéressement corporatif des employés régis.

Le régime d'intéressement fait partie d'une politique salariale intégrée pour l'ensemble des employés d'Hydro-Québec.

Une politique salariale intégrée constitue un atout pour le Distributeur, notamment en ce qui concerne la mobilité des employés entre les divisions.

La politique salariale de l'entreprise n'a pas été remise en question par la Régie dans la décision D-2004-47.

Le Distributeur ne peut modifier le régime d'intéressement, celui-ci ayant été négocié avec les employés. Par ailleurs, il a été mis en preuve dans le dossier R-3492-2002, et réitéré au présent dossier, qu'un régime d'intéressement distinct pour chacune des divisions était inacceptable pour les employés.

Un régime d'intéressement, quel qu'il soit, est plus souhaitable qu'une augmentation correspondante des salaires de base.

La rémunération globale (salaires de base, rémunération variable et avantages sociaux) se situe à la médiane du marché (HQD-8, Document 4, p. 21).

- **Question : pourquoi ne pas reconnaître l'une des composantes d'un coût qui globalement est raisonnable ?**

La modification du régime d'intéressement ne modifierait en rien le revenu requis du Distributeur.

Par ailleurs, le Régime de gestion de la performance, qui vise le personnel de l'entreprise non régi, dont les cadres, dépend du degré d'atteinte de résultats divisionnels. Ce régime d'intéressement, accepté par la Régie dans sa décision D-2004-47, a des répercussions positives sur l'ensemble des employés puisque les cadres déterminent les enlignements nécessaires à chacune des unités.

Il faut analyser le régime d'intéressement dans sa globalité.

Monsieur le Président, il faut voir l'ensemble. Tous les gestionnaires ont un déclencheur financier corporatif au régime d'intéressement, et des objectifs divisionnels qui sont propres aux orientations du Distributeur. Ainsi tous les gestionnaires, dans le quotidien de leurs actions, orientent et dirigent le personnel syndiqué afin d'atteindre leurs objectifs de division. Ce qui est à l'avantage de tous. Le régime d'intéressement a donc tout son sens et permet d'orienter l'action vers l'efficience et la performance. D'autant plus, Monsieur le Président, qu'il n'y a aucun impact sur les revenus requis puisque cet élément est intégré aux coûts sur une base prévisionnelle à hauteur de soixante-six pour cent (66 %).

(M. André Boulanger, N.S., Vol. 1, p. 33)

Il faut également analyser la politique salariale dans sa globalité et éviter de porter un jugement réglementaire sur les outils dont disposent les gestionnaires et dont l'utilisation relève de leur discrétion.

Le régime de retraite

- Une gestion saine, un régime de retraite sous contrôle.

Vous avez parlé du type de gestion : si on compare la gestion qui est faite chez HQ, on peut parler d'une gestion qui est très rigoureuse, parfois conservatrice, avec une équipe très complète à l'interne. C'est une des grandes équipes de gestion de caisse de retraite que l'on retrouve au Québec. Donc on peut parler d'une gestion rigoureuse dans tous les volets de la gestion, l'administration du régime de retraite.

(Témoignage de François D'Amour, Groupe Conseil Aon, N.S., Vol. 2, pp. 97-98).

- Un taux de rendement de la caisse comparable aux autres caisses d'envergure comparable (réponses à l'engagement 14, HQD-15, Document 5.14).
- Reprise des cotisations de l'entreprise et des participants depuis 2004.
- Un régime très réglementé.
 - *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q. c. H-5, arts. 49 ss.
 - *Loi sur les régimes complémentaires de retraite*, L.R.Q. c. R-15.1.
 - *Règlement no. 707 concernant le régime de retraite d'Hydro-Québec*.

3.2 Investissements

La demande d'autorisation des investissements de l'année 2005 est justifiée pour :

- Répondre à la croissance de la demande et des nouveaux abonnements;
- Assurer le maintien du niveau de service à ses clients.

Cependant, elle n'exerce pas d'impact tarifaire.

Croissance de la demande

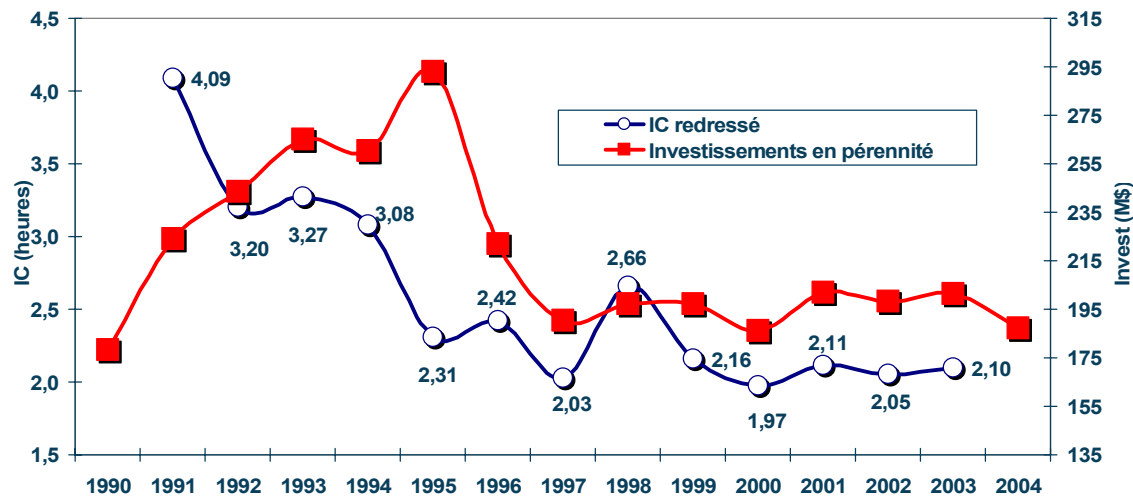
Pour la partie réseau, la croissance de la demande absorbe 43 % de la demande d'autorisation des investissements 2005 (HQD-9, Document 1, tableau 4).

Déoulant de l'obligation de servir qui lui incombe, le Distributeur a un contrôle limité sur le niveau de ces investissements.

Pour les autres investissements, il a été démontré que ceux-ci n'exercent pas de pression sur les tarifs (HQD-9, Document 2).

Pérennité du réseau

En réponse à la préoccupation de la Régie concernant la croissance des investissements, le Distributeur a présenté une preuve spécifique sur le niveau d'investissement requis pour éviter le vieillissement indu du réseau (HQD-9, Document 2; HQD-14, Document 1, pp. 50-53; HQD-14, Document 5, pp. 38-39 et HQD-15, Document 1.3, présentation).



HQD-15, Document 1.3

- Il existe un lien entre le niveau des investissements en pérennité et la qualité du service aux clients.
- Si HQD maintient le niveau actuel des investissements, la qualité du réseau risque de se détériorer et l'IC également.
- Solution proposée : un niveau d'investissement assurant le maintien de la qualité du réseau tout en contrôlant le vieillissement des structures de poteau.

Le projet *DCartes*

Un projet réputé prudemment acquis et utile pour l'exploitation du réseau de distribution (a. 164.1 LRÉ).

- Actif en cours de construction au 20 septembre 2001, tel que reconnu dans la décision D-2003-93, p.135 (voir également HQD-6, Document 3, p. 11, R-3492-2002, Phase 1 et HQD-11, Document 1, p. 5, R-3492-2002, Phase 2).
- L'article 164.1 établit une présomption de droit absolue, liée à l'actif et non au montant investi.
- Cette présomption ne peut être repoussée (a. 2847 C.c.Q.)

La présomption légale est celle qui est spécialement attachée par la loi à certains faits; elle dispense de toute autre preuve celui en faveur de qui elle existe.

Celle qui concerne les faits présumés est simple et peut être repoussée par une preuve contraire; celle qui concerne des faits réputés est absolue et aucune preuve ne peut lui être opposée.

Par ailleurs, même en considérant la totalité des coûts, le Projet DCartes est structurant et rentable (valeur actuelle nette positive de 12,7 M\$, HQD-15, Document 5.4, p. 6). Le seuil de rentabilité est atteint 4 ans après l'entrée en service du projet, soit en 2009 pour HQD. Les écarts sont justifiés par l'envergure du projet et le niveau de complexité associé à la quantité de détails que le projet implique de même qu'à la grandeur du territoire.

Pour les consommateurs, une finalisation du projet est préférable à une radiation pure et simple des investissements faits à ce jour.

En conclusion, le Distributeur tient à réitérer que l'impact tarifaire sur cinq ans des budgets d'investissements révèle que ces investissements n'exercent pas de pression à la hausse sur les tarifs de distribution.

4. PRÉVISION DE LA DEMANDE

La prévision du Distributeur doit être rigoureuse étant donné son utilisation tant au dossier tarifaire, qu'au plan d'approvisionnement et à la cause du Transporteur.

La méthodologie de la prévision de la demande d'électricité a fait l'objet de maintes présentations et analyses au cours des précédentes causes déposées à la Régie de l'énergie, notamment lors des rencontres techniques pour la cause

du transporteur R-3401-1998, le Plan d'approvisionnement 2002-2011 (R-3470-2001) et lors du dossier sur la sécurité d'approvisionnement énergétique (R-3526-2004). De plus, dans ces dossiers, ainsi que dans les causes R-3492-2002, R-3477-2001, R-3473-2001, les réponses du Distributeur aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants ont permis d'explicitier cette méthodologie et de démontrer de façon rigoureuse que la prévision de la demande ne comporte pas de biais systématique.

Depuis ces présentations, la méthodologie de la prévision de la demande d'électricité n'a pas changé, hormis les perfectionnements usuels. Les hypothèses sous-jacentes à la prévision et les résultats qui en découlent sont revus périodiquement, mais la méthodologie et les modèles utilisés, qui ont été maintes fois éprouvés, demeurent fondamentalement les mêmes.

- La prévision du Distributeur est la seule au dossier.
- L'expert Fontaine est incapable de soutenir de manière rigoureuse les critiques qu'il formule à l'endroit de la prévision.

Le taux de perte

SÉ/AQLPA conteste le taux de perte utilisé pour le réseau de transport. Or, il s'agit du taux de perte constaté par le transporteur (HQD-15, Document 2.1, p.9). Le seul taux qui puisse être applicable dans le présent dossier.

Sur la base de la diminution des ventes totales d'Hydro-Québec (SÉ/AQLPQ-5, tableau 3), l'expert Fontaine affirme qu'il y a eu forte diminution des ventes qui transitent sur le réseau à haute tension et que cela devrait affecter à la baisse le taux de perte alloué à la clientèle à haute tension.

Or, M. Fontaine est incapable d'identifier la portion de cette diminution des ventes attribuable à une diminution physique du transport sur le réseau de TransÉnergie ou aux transactions d'achat-revente à l'extérieur des frontières du Québec (N.S., Vol. 7 p. 72). Cette erreur est fondamentale et invalide complètement son analyse.

5. APPROVISIONNEMENTS ÉNERGÉTIQUES ET PASS ON

5.1 La gestion des approvisionnements

- 2 TWh de ventes régulières au-delà du volume d'électricité patrimoniale pour 166 M\$.
- Incluant 1 TWh pour le tarif BT.

- Les aléas : 1 écart-type = 5 TWh.
 - Aléa climatique : 1,9 TWh.
 - Aléa sur la demande : 4,6 TWh.

L'objectif :

Assurer la sécurité énergétique au meilleur coût.

Les difficultés :

Approvisionner en tout temps les clients et pourvoir aux besoins prévus et imprévisibles en dépassement du volume d'électricité patrimoniale : un métier risqué, complexe et qui requiert une grande flexibilité. Même si HQD a déjà prévu une large part des besoins avec des appels d'offres, il n'est pas à l'abri d'aléas imprévus climatiques ou de demande.

- Confirmé par l'expert Mikkelson, Evidence of Ron Mikkelson, pp. 6, 7.

La méthode :

Une stratégie d'acquisition prudente, couverte en large part par des appels d'offres, combinant des produits en base avec des produits modulables pour une plus grande flexibilité et intégrant l'ensemble des besoins à couvrir (incluant le BT) et une stratégie évolutive afin de s'adapter aux variations des besoins.

Gestion des approvisionnements, faite au jour le jour, cherchant à apparier le mieux possible les besoins avec les produits et au moindre coût pour les clients.

- Le Distributeur possède une très bonne connaissance des marchés.
 - Pour plus de flexibilité, il a créé un nouveau produit jusqu'alors inexistant : le produit modulable pour lequel il a été en mesure d'influencer le marché (N.S., Vol. 2, pp. 155-157 et 249).
- Le Distributeur s'est doté d'une équipe dédiée à la gestion quotidienne des approvisionnements postpatrimoniaux.

5.2 Le pass on

« For those reasons, deferral accounts are generally used by regulators only for those costs that are out of the control of the utility, and for which the utility faces significant risks. In HQD's case, much of the volume variation is beyond its

control, and HQD does face significant financial risk associated with the volume variation. »

(Rapport Knecht, AQCIE/CIFQ-2, p. 10).

Le Distributeur n'a pas de contrôle sur les volumes ni sur les prix du marché. Son contrôle sur les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux est donc très limité.

Le Distributeur fait face à des risques financiers importants qu'il voudrait voir comptabilisés à partir du 1^{er} janvier 2005. Le risque est réel, potentiellement significatif et le Distributeur ne saurait attendre, tel que suggéré par UC et l'AIEQ de faire la constatation de ce risque avant de se doter d'un mécanisme réglementaire reconnu pour le prendre en compte.

- Ces risques sont évalués sur la base des écarts nets formés par la différence entre les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux et la portion des revenus perçus au titre de la fourniture (HQD-5, Document 3, pp. 23 et ss. et HQD-14, Document 1.1).
- Pour les fins d'analyse, seuls les revenus associés à la fourniture sont pertinents. Les revenus associés au transport et à la distribution ne sont pas destinés à couvrir les coûts d'approvisionnement. Une telle approche est théoriquement incorrecte. Par ailleurs, elle ne respecte pas le cadre réglementaire (a. 52.1 et 52.2 de la Loi).
 - Les analyses de la FCEI/ASSQ sont, en théorie, en faits et en droit erronées (FCEI/ASSQ-1; Evidence of Mark Drazen, p. 15).
- L'écart entre le revenu moyen de fourniture et le coût marginal des approvisionnements postpatrimoniaux est substantiel.

La preuve sur le caractère asymétrique des risques encourus par le Distributeur n'a pas été contredite.

- HQD-14, Document 1.1, DDR n° 2 de la Régie; Témoignage de Michel Bastien, N.S., Vol. 3, pp. 111-113.
 - L'expert Drazen a erronément évalué la preuve sur ce sujet et conséquemment a littéralement erré dans son évaluation des risques du Distributeur. En fait, la meilleure preuve du caractère asymétrique du risque d'approvisionnement postpatrimonial se trouve à la pièce HQD-14, Document 1.1 que l'expert Drazen n'a pas lu (N.S., Vol. 6, p. 116).

Un risque qui ne fait pas partie de la prime de risque du Distributeur.

- Ce risque n'a jamais été discuté lors de l'établissement de la prime de risque du Distributeur (R-3492-2002).
 - Au contraire, l'élément déterminant dans la fixation de la prime de risque était la stabilité de l'électricité patrimoniale (D-2003-93, p. 51).
- Le distributeur n'a pas d'actif de production.
 - Témoignage Michel Bastien, N.S., Vol. 3, pp. 138-139.
 - Preuve de l'expert Knecht, AQCIE/CIFQ-2, p. 8.
 - In the case of HQD, this reduction in risk cannot be matched by any corresponding reduction in rates of return, since there are no generation assets on which HQD earns a return.
- L'expert Drazen ne peut se prononcer en connaissance de cause sur ce sujet.
 - Il n'est pas expert en finance.
 - Il n'a pas participé au débat sur ce sujet dans le dossier R 3492-2002.

Un principe reconnu pour les distributeurs d'énergie.

- Pass on sur la fourniture patrimoniale (D-2003-93).
- Distributeurs gaziers au Québec et ailleurs au Canada.
 - Voir témoignage de l'expert Drazen, N.S., Vol. 6, p. 116.
- Les distributeurs d'électricité en Alberta.
 - ATCO Electric, 2001 Regulated Rate Option Tariff, Decision 2000-73, pp. 5-7.

Une simplification du processus réglementaire. Refuser le compte frais reportés implique :

- la création possible d'une provision pour atténuer les risques liés aux aléas ;
- des discussions complexes sur la validité des prévisions qui seraient requises pour l'évaluation des principaux paramètres affectant les prix (prix des marchés, taux de change, etc.).

Le compte de frais reportés est un outil nécessaire afin de refléter les coûts réels d'approvisionnement au-delà du volume patrimonial.

« 52.2. Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112. »

5.3 La disposition du compte de frais reportés

Deux options proposées par le Distributeur :

- Une option dans laquelle les écarts nets sont calculés sur la base des données réelles observées de 12 mois et intégrés dans la cause tarifaire du deuxième exercice subséquent ;
- Une option dans laquelle les écarts nets sont calculés sur la base de deux lectures : une première lecture à mi-année reflétée dans la cause tarifaire subséquente et une deuxième en fin d'année intégrée dans les tarifs du deuxième exercice subséquent.

Le Distributeur privilégie l'option 2 afin de répartir l'impact sur deux années tarifaires, tel qu'illustré en réponse à la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-14, Document 1.1. Il a cependant jugé prématuré toute proposition d'amortissement du solde de ce compte sur plusieurs années afin non seulement d'acquiescer un certain vécu sur l'évolution de ce compte mais aussi de voir à la nécessité ou non d'y apporter un traitement spécifique compte tenu des autres coûts du Distributeur.

5.4 La gestion des risques de change

Le Distributeur ne possède pas de revenu en dollars US.

Les achats de court terme se font exclusivement en dollars US, même avec les fournisseurs canadiens, étant donné l'absence de marché au Québec.

La gestion active du risque de change permet de stabiliser les coûts.

5.5 L'approvisionnement du tarif BT

Deux demandes distinctes de reconnaissance du coût d'approvisionnement aux fins de comptabilisation au compte de frais reportés : la reconnaissance d'un coût d'approvisionnement de 7,3 ¢ le kWh pour le mois de décembre 2004 et de 7,5 ¢ le kWh ou le prix réel des approvisionnements au-delà du volume d'électricité patrimoniale de l'année 2005.

Pour décembre 2004, le Producteur est définitivement le mieux placé pour répondre à la demande étant donné les caractéristiques de l'alimentation de cette charge peu prévisible et pour laquelle il n'existe aucun produit correspondant et disponible dans le marché.

- Le profil type de consommation des clients au tarif BT (HQD-15, Document 2.2, p. 9) rend les produits standard disponibles sur les marchés de court terme difficilement adaptables à l'alimentation spécifique de la clientèle de ce tarif.
- Prix à terme oscillant entre 6,4 ¢ le kWh et 7,7 ¢ le kWh sur le marché de New-York et de 7,4 ¢ le kWh à 9,1 ¢ le kWh sur le marché de NEPOOL confirme la raisonnable du prix proposé de 7,3¢ le kWh.

En ce sens, la prolongation d'un mois de l'entente préalablement conclue avec le Producteur est optimale pour l'alimentation des clients du tarif BT pour décembre 2004.

Pour 2005, l'alimentation des clients résiduels au tarif BT pourra plus facilement être jumelée avec les autres charges du Distributeur et gérée en bloc avec l'ensemble des besoins d'approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale.

Aucune contestation de la preuve du Distributeur.

6. RÉPARTITION DES COÛTS, INTERFINANCEMENT ET STRUCTURES TARIFAIRES

6.1 La méthode de répartition des coûts

Le Distributeur présente 13 éléments nouveaux (précisions, modifications) dans sa méthode de répartition.

La plupart des modifications ont été discutées en réunions techniques et n'ont pas été contestées en audience. Ces changements sont les suivants :

Nouveaux éléments

- ✓ fourniture patrimoniale et postpatrimoniale ;
- ✓ réseaux autonomes ;
- ✓ tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours ;
- ✓ coût des génératrices ;
- ✓ usage interne et consommation des chantiers ;
- ✓ taxes.

Modifications de la méthode de répartition

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

Changements de nature informative

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

L'impact de ces modifications a été documenté aux chapitres 6 et 8 de la pièce HQD-11, document 1.

Le principal sujet de discussion concerne la méthode de répartition des approvisionnements postpatrimoniaux. À ce sujet, le Distributeur propose de continuer le traitement appliqué jusqu'à présent, c'est-à-dire une méthode au coût moyen qui répartit les coûts de fourniture globaux, incluant le coût d'approvisionnement de l'électricité postpatrimoniale, aux catégories de consommateurs en considérant les caractéristiques globales de consommation, soit les facteurs d'utilisation et les taux de pertes.

Le traitement proposé est :

- conforme à la Loi ;
- conforme aux méthodes des manuels de référence (APPA, NARUC)

- conforme aux pratiques de l'industrie ;

La Loi

Le premier alinéa de l'article 52.2 de la Loi explique de manière non équivoque la méthode de répartition applicable aux approvisionnements postpatrimoniaux.

« Coûts de fourniture d'électricité.

52.2. *Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112. Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution. »*

Or, le Distributeur reprend intégralement la méthode prescrite à l'article 52.2. La répartition du coût de fourniture doit être réalisée en considérant les facteurs d'utilisation et les taux de pertes de chaque catégorie de consommateurs. Cette répartition a été faite jusqu'à présent avec une formule qui n'est pas exclusive à l'électricité patrimoniale. Elle a été développée pour un traitement global du coût de la fourniture : elle intègre les coûts des nouveaux approvisionnements et elle s'adapte en fonction de l'évolution de l'ensemble des caractéristiques et des volumes de consommation du Distributeur et des catégories de consommateurs, ce depuis l'an 2000 et pour les années à venir. La seule chose qui manque dans la Loi est la formule elle-même. Le texte en a fait plutôt une description. La justification a été faite dans le dossier R-3477-2001 pour la consommation patrimoniale. Aujourd'hui, les justifications sont les mêmes, mais cette fois-ci au niveau de l'ensemble des coûts de fourniture.

Les manuels de références

Aucun des deux grands manuels de référence en la matière (NARUC et APPA) ne suggère un traitement à la marge des coûts de production.

- L'interprétation suggérée par Co Pham concernant le manuel de l'APPA n'est pas appuyée par les textes (voir UC-6, réponses à la DDR d'Hydro-Québec Distribution).

Les pratiques de l'industrie

Le coût plus élevé à la marge des derniers équipements n'est pas une réalité nouvelle. Hydro-Québec a toujours eu un coût à la marge en croissance dans chacune de ses divisions, que ce soit la Production, le Transport, la Distribution et a toujours appliqué la méthode du coût moyen qui reflète la causalité des coûts.

L'expert Knecht dans son témoignage a reconnu que la méthode du traitement global proposée par le Distributeur est conforme aux principes économiques et aux pratiques réglementaires (N.S., Vol. 4, p. 138, lignes 24 et 25 et p. 139, lignes 1 à 6). Il confirme que seule la méthode du traitement global est en mesure de traduire les principes de base des méthodes de répartition qui sont la causalité, l'équité, la stabilité des coûts et la simplicité au niveau de la méthode (N.S., Vol. 4, pp. 140-143).

De plus, cet expert avance que la méthode proposée du «rolled-in est supérieure.

«There really isn't any difference in cost causation between a new customer coming on a new store being in place, and an existing customer deciding not to invest in conservation. So it's just that all loads are contributing to the need to the last unit (...)

*So that from a cost causation standpoint, everybody is contributing to the need, everyone who is and continues to consume is contributing to the need. So, therefore, on a **cost causation basis, which I think is the most important factor for allocating costs, that new loads should be treated the same as old loads, and therefore a rolled-in approach is superior.**»*

(N.S. Vol. 4, p. 141 notre gras, notre souligné)

À titre d'exemple, l'expert Knecht a mentionné que les agences de réglementation n'avaient jamais assigné les coûts plus élevés des nouvelles charges et avaient privilégié un traitement global.

Par ailleurs, l'expert Knecht a également indiqué que la méthode du traitement global a été appliquée dans le cas de l'expansion du réseau de TransCanada Pipeline et de l'expansion du réseau de transport en Alberta (N.S., Vol. 4, pp. 141 et 144).

L'expert Mikkelsen appuie la méthode présentée par le Distributeur (Rapport Mikkelson, FCEI/ASSQ-6, pp. 9-11). Il confirme également les propos du Distributeur quant à l'impossibilité d'appliquer une méthode de répartition à la marge en traitant les approvisionnements en deux blocs (N.S., Vol. 6, pp. 71-72).

L'expert Harper s'est abstenu de commenter la méthode de répartition du Distributeur en l'instance.

Le décret 1070-2004

La répartition de la fourniture patrimoniale : de la juridiction de la Régie à celle du gouvernement (a. 52.2 al. 2 (2°) ii et iii LRÉ).

Les intentions du gouvernement se dégageant de la lecture du décret : le traitement global.

6.2 L'interfinancement

Les indices d'interfinancement 2005 ne démontrent pas de différence substantielle avec les indices 2004 , eux-mêmes reconnus comparables à ceux de 2002 dans la décision D-2004-47 (p.133).

L'ajustement tarifaire uniforme proposé ne vise pas à atténuer l'interfinancement (a. 52.1 al. 4 LRÉ).

6.3 Les frais de services

Conformément à la demande de la Régie, le Distributeur a produit une preuve justifiant l'ensemble des frais de service de nature administrative.

Ce sujet n'est pas l'objet de contestation. Aucune preuve contraire n'a été déposée.

6.4 Les structures tarifaires

Les principes tarifaires (HQD-15, Document 4.2, p. 3)

- Refléter la structure de coûts.
- Donner un signal de prix.
- Assurer la simplicité, l'équité, la continuité et la stabilité tarifaire.

Toutes les modifications des structures tarifaires à revenus constants ne modifient pas l'interfinancement.

La position du Distributeur

La modification des structures tarifaires entraîne différents impacts sur les clients d'un même tarif. Il y a nécessairement des gagnants et des perdants. Pour les perdants, il peut s'agir d'une hausse supérieure à la hausse uniforme réclamée par le Distributeur.

Dans le contexte d'une troisième hausse tarifaire en deux ans, le Distributeur propose le *statu quo*. La preuve au dossier démontre en effet que les tarifs actuels du Distributeur respectent les grands principes tarifaires. Les modifications possibles ne viseraient qu'à donner un meilleur signal de prix et ce, au détriment de la stabilité tarifaire, de l'équité et de la simplicité.

Toutefois, conformément à la demande de la Régie, une preuve détaillée expliquant et analysant la structure actuelle des tarifs du Distributeur a été déposée au présent dossier.

Rappel des principales conclusions des analyses réalisées

Tarifs domestiques : tarifs D et DM, ainsi que les tarifs satellites DT et DH :

- Redevance des tarifs domestiques (D, DM, DH et DT).
 - Le niveau actuel couvre les coûts de SALC et de mesurage.
 - Une baisse de la redevance favoriserait indûment les clients qui ne consomment pas régulièrement toute l'année : ex. clients qui ont un chalet ou qui passent l'hiver ailleurs qu'au Québec (HQD-1, document 2 p. 40), sans bénéfice sur le signal de prix ou la protection des faibles revenus.
- Écart entre la 1^{re} et la 2^e tranche basé sur la structure des coûts (26 %). L'écart cible se situe entre 34 et 50 %. Accent sur les composantes élastiques des tarifs domestiques.
 - Si modification, on doit calibrer les tarifs DT et DH en fonction des tarifs D et DM pour préserver la neutralité tarifaire.
 - Méthode du Distributeur confirmée par l'expert Harper (Evidence of William Harper, p. 19).

- Les autres écarts proposés qui varient de 16 % (UC) à 85 % (SÉ/AQLPA) sont sans fondement. (N.S., Vol. 13, pp. 238-240).
- La proposition de l'expert Co Pham suppose, à tort, que les coûts de transport et de distribution sont établis en fonction de la pointe maximale de chacune des tranches, indépendamment du moment où elles se produisent. HQD a réparti les coûts de distribution entre les catégories de clients en fonction de la pointe maximale non coïncidente, conformément à la décision Régie (D-2003-93, p. 166). Ce n'est qu'ensuite, à l'intérieur de la catégorie tarifaire, que les coûts sont attribués en fonction de la contribution de chaque tranche de consommation aux coûts de la pointe du réseau.
- Seuil de la première tranche à 30 kWh (D, DM).
 - Maintien de ce seuil justifié par un ensemble de données (HQD-15, Document 4.2, p.7)
 - Confirmé par l'expert Harper.
 - Généralement accepté, poursuite des études au cours des prochaines années.
- Prime de puissance :
 - Statu quo pour les tarifs D, DM et la prime au tarif DT.
 - L'expert Harper s'est interrogé sur l'application d'une prime de puissance à partir de 40 kW comme au tarif G. Or, le Distributeur a plutôt analysé l'harmonisation du seuil de facturation du tarif G avec celui des tarifs domestiques, plutôt que son contraire, afin de simplifier la tarification des petits clients pour qui la facturation de la puissance est un concept complexe et difficile à gérer.
- Introduction d'une 3^e tranche.
 - Injustifiée sur la base des coûts selon HQD (confirmé par l'expert Harper).
 - Dilue inévitablement le signal de prix de la 2e tranche qui serait gelé pour de nombreuses années à son niveau actuel.
 - N'est pas une solution, ni pour donner le bon signal de prix, ni pour protéger les ménages à faibles revenus.

- En outre, la prime de puissance pour les clients qui appellent plus que 50 kW (entrée de plus de 200 ampères) en hiver joue le rôle d'une 3e tranche.

Tarifs généraux :

- Faible écart entre la structure des tarifs et celle des coûts.
- Avec l'augmentation de la part de la fourniture, hausse progressive de la part de l'énergie dans les revenus totaux, tout en respectant la continuité entre les tarifs.
- Pour le tarif G, passage graduel du seuil de facturation de la puissance de 40 kW à 50 kW.

Points soulevés lors des audiences : Tarifs généraux

- Groupe de travail sur des objectifs ciblés et réunissant seulement les représentants de clients spécifiquement concernés par les points discutés.
 - Le Distributeur rencontre déjà ces clients sur différentes bases et à différents degrés. Les problématiques particulières soulevées ne sont pas nouvelles. Elles ont été abordées à différentes reprises. Ainsi, bien que le Distributeur n'y soit pas opposé, la formation d'un groupe de travail formel ne constitue pas une panacée pour la résolution des préoccupations de certains clients. Bien plus, HQD doute de la pertinence d'organiser de nouvelles rencontres compte tenu qu'il n'existe pas de solution gagnante pour les deux parties.
- En ce qui concerne les demandes de l'ASSQ, la STM et l'UMQ, celles-ci remettent en cause les principes de facturation de la puissance. La facturation de la puissance permet à HQD de récupérer les coûts fixes de transport et de distribution nécessaires pour répondre à la demande de pointe.
- Tout traitement particulier d'un groupe de clients serait financé par les autres clients.
- Selon quel critère un groupe de client peut-il réclamer un statut particulier ?
 - *Fairness of the rates in the apportionment of total cost of service among the different ratepayers so as to avoid arbitrariness and capriciousness and to attain equity in three dimensions : (1)*

horizontal (i.e., equals treated equally); (2) vertically (i.e., unequals treated unequally); [...]

(Bonbright, C.J. *Principles of Public Utility Rates*, Second edition, Public Utilities Report Inc., pp. 383, 384)

- Il faut relativiser l'enjeu des demandes des intervenants : Les changements proposés par les intervenants sont fondamentaux mais les bénéfices qu'en tireront les clients sont cependant marginaux.

Stations de ski/Fabrication de neige artificielle :

- Le Distributeur s'oppose vigoureusement à une quelconque modification du tarif de rattrapage présentement applicable à cette clientèle.
- Le tarif actuel ne comporte pas de prime de puissance, ce qui a pour conséquence :
 - Mauvaise utilisation de la puissance.
 - Aucune incitation à regrouper et à gérer les charges.
- Par rapport au coût unitaire moyen que paieraient les stations de ski au tarif régulier : il est plus intéressant pour ces clients de payer un prix plus élevé (11 ¢/kWh en moyenne) que d'investir dans le regroupement de charges pour essayer de réduire significativement les coûts de puissance.

Stations de filtration des eaux (UMQ) :

- Les équipements du Distributeur permettent de répondre à des appels de puissance exceptionnels de la part des clients. Cette marge de manœuvre utilisée lors d'un bris d'équipement ou d'une panne d'électricité est disponible en permanence et constitue ainsi un service qui doit être payé par les utilisateurs.

Société de Transport de Montréal et AMT :

- Ces deux organismes demandent une compensation pour la « puissance inutilisée ».
- Malgré leur faible FU, aucun tarif n'est aussi profitable que le tarif L pour ces clients.

- Contrairement à ce qu'affirme le GRAME (N.S., Vol. 8, p. 56), le texte des tarifs ne prévoit pas de compensation pour des « mesures relativement similaires ».
- Augmenter artificiellement le facteur d'utilisation revient à offrir un crédit sur la puissance, ce qui est non justifié.

7. LE CAVALIER ET LA PROVISION 2005

Les problèmes évoqués à la section 2 concernant la provision réglementaire 2004 sont applicables intégralement à l'année tarifaire 2005.

L'exemple de 2004 est flagrant : ne pas provisionner le revenu additionnel des trois premiers mois de 2005 entraîne littéralement une perte de 36,2 M\$ au niveau de la perception du revenu additionnel requis 2004 reconnu par la Régie.

Contexte historique

Cette situation fut déjà admise et reconnue par la Régie.

- Le dossier R-3405-98.

« (...) toute dérogation à cet optimum [appariement entre l'année tarifaire et l'année témoin] nécessite la mise en place de mécanisme réglementaire, tels qu'un cavalier ou encore un compte de frais reportés, qui complexifie inutilement le cadre réglementaire lorsque non requis. »

Décision D-99-120, p. 23

An alternate solution to the problem, illustrated in Figure 3, would be to implement rates to generate annualized revenue sufficient to recover the year 1 revenue requirement. That is, the rate implemented as of May 1 of the first year would be the rate that would recover the revenue requirement if it were in effect for the full year. The disadvantage of this approach is that while it would avoid the over-recovery problem in year 2, it would under-recover revenue in year 1. Furthermore, if rates were generally increasing from year to year, there would be an on-going problem of under-recovery.

Evidence of John Todd, R-3405-98, pp. 10-11.

- Le dossier R-3492-2002, Phase 1, proposition d'appariement entre l'année tarifaire et l'année témoin, refusée par la Régie dans la décision D-2003-93.

- Suite au refus de la Régie, HQD propose une récupération sur 9 mois. Compte tenu du contexte de révision annuelle des tarifs du Distributeur à moyen terme, cette solution était plus appropriée que lorsqu'elle était envisagée pour TransÉnergie dans le dossier R-3405-98.
- La décision D-2004-47 impose une récupération sur 12 mois.

Conformité de la proposition

- Le cavalier est un mécanisme permettant d'imputer dans toute la mesure du possible les coûts 2005 aux clients 2005, tout en respectant la volonté de la Régie d'une récupération sur 12 mois. (Annexe 1)
- Cette méthode est conforme à l'article 51 de la Loi.
- La provision, en complément au cavalier, permet la récupération pleine et entière du revenu additionnel requis autorisé de l'année 2005.

Aucun intervenant n'a fait de démonstration contraire à l'effet que HQD subissait un préjudice associé au non appariement de l'année tarifaire et de l'année témoin. Aucun intervenant n'a réellement posé un diagnostic sur le problème identifié par le Distributeur.

Certains intervenants se sont opposés à la proposition du Distributeur sur la base de l'absence de démonstration de préjudice. Or, cette démonstration a été faite.

CONCLUSION

- Le Distributeur a rigoureusement et pleinement justifié l'ensemble de ses coûts.
- Le niveau des tarifs visé par le Distributeur n'est que le reflet du niveau des coûts.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS

Montréal, le 11 Janvier 2005

AFFAIRES JURIDIQUES

ANNEXE 1

**ILLUSTRATION DU MANQUE À GAGNER DÉCOULANT DE L'APPLICATION
DES TARIFS AU 1^{ER} AVRIL PLUTÔT QU'AU 1^{ER} JANVIER**

ANNÉE TÉMOIN 2004- illustration de la provision réglementaire

Scénario 1 (Optimal) : Coïncidence de l'année tarifaire et de l'année témoin

	Année témoin 2004		Année 2005	
	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12
Revenu additionnel requis autorisé 2004	116,4 M\$ ¹			
Récupération revenu additionnel requis 2004	116,4 M\$			
Manque à gagner	0,0 M\$			

Scénario 2 : Non coïncidence de l'année tarifaire et de l'année témoin

	Année témoin 2004		Année 2005	
	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12
Revenu additionnel requis autorisé 2004	116,4 M\$			
Récupération revenu additionnel requis 2004		80,2 M\$	36,2 M\$ ^{2,3}	
Manque à gagner		36,2 M\$		

¹ Source : R-3492-2002, HQD-14, Document 1, page 4 de 21, 2004-03-08

² Source : R-3492-2002, HQD-14, Document 1, page 21 de 21, révisé le 2004-03-12. Obtenu par différence entre revenus après hausse de 1,41% du 1/4 au 31 /12 et revenus après hausse de 1,41% du 1/1 au 31 /12.

³ Sans la provision, sera aussi considéré à titre de Revenus des ventes projetées de 2005, réduisant ainsi le Revenu additionnel requis de 2005

ANNÉE TÉMOIN 2005- illustration de la provision réglementaire et du cavalier

Scénario 1 (Optimal) : Coïncidence de l'année tarifaire et de l'année témoin 2005

	Année témoin 2005		Année 2006	
	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12
Revenu additionnel requis autorisé	178,0 M\$ ⁴			
Récupération revenu additionnel requis	178,0 M\$			
Manque à gagner	0,0 M\$			

Scénario 2 : Non coïncidence de l'année tarifaire et de l'année témoin 2005

	Année témoin 2005		Année 2006	
	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12
Revenu additionnel requis autorisé	178,0 M\$			
Récupération revenu additionnel requis		124,2 M\$ ⁵	53,8 M\$ ^{6 7}	
Manque à gagner		53,8 M\$		

Scénario 3 : Non coïncidence de l'année tarifaire et de l'année témoin 2005–application d'un cavalier 12 mois + provision résiduelle

	Année témoin 2005		Année 2006	
	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12	1/1 au 31/3	1/4 au 31/12
Revenu additionnel requis autorisé	178,0 M\$			
Récupération sans cavalier		124,2 M\$		
Récupération par le cavalier		37,8 M\$	16,0 M\$ ^{8 9}	
Manque à gagner		16,0 M\$		

⁴ Source: R-3541-2004, HQD-3, Document 1, page 19 de 21, 2004-09-30

⁵ Même source que note 4

⁶ Même source que note 4

⁷ Sans la provision, sera aussi considéré à titre de Revenus des ventes projetées de 2006, réduisant ainsi le Revenu additionnel requis de 2006

⁸ Même source que note 4

⁹ Voir note 7