

**CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS  
ASSOCIÉS À LA DEMANDE TARIFAIRE DU  
DISTRIBUTEUR POUR 2005-2006**



## Table des matières

<b>1</b>	<b>CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>ÉLÉMENTS DE SUIVI .....</b>	<b>6</b>
2.1	EFFICIENCE ET BALISAGE .....	6
2.2	CLIENTÈLE BT .....	7
<b>3</b>	<b>ENJEUX DU DOSSIER TARIFAIRE 2005-2006 .....</b>	<b>9</b>
3.1	LES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES .....	9
3.1.1	<i>Ajustement entre l'année témoin et l'année tarifaire .....</i>	<i>10</i>
3.1.2	<i>Transfert des coûts de fourniture post patrimoniaux .....</i>	<i>11</i>
3.1.3	<i>Risque de change .....</i>	<i>11</i>
3.1.4	<i>La facture de transport .....</i>	<i>12</i>
3.2	POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION .....	12
3.3	BUDGET D'INVESTISSEMENT 2005 .....	12
3.4	POLITIQUE FINANCIÈRE .....	13
3.5	MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS .....	14
<b>4</b>	<b>COÛT DU SERVICE ET DÉFICIT DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>15</b>
4.1	COÛT DU SERVICE .....	15
4.2	HAUSSE TARIFAIRE .....	18
<b>5</b>	<b>SOMMAIRE DE LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>20</b>



## **1 CONTEXTE**

1 Hydro-Québec Distribution a initié, avec le dépôt de sa preuve sur les structures  
2 tarifaires et les frais de service de nature administrative le 12 juillet 2004, le  
3 processus réglementaire visant l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année  
4 tarifaire 2005-2006. Suite au dépôt de cette requête, la Régie s'est prononcée le  
5 31 août 2004, sur la reconnaissance des intervenants au dossier ainsi que sur la  
6 procédure qui conduira à une décision de la Régie en temps opportun. Par  
7 ailleurs, elle fixe la date limite de dépôt de la preuve sur la hausse tarifaire au 30  
8 septembre 2004.

9 La preuve sur le coût de service de l'année témoin 2005 intègre l'ensemble des  
10 éléments déjà approuvés par la Régie dans ses décisions antérieures portant sur  
11 le coût de service (D-2003-93 et D-2004-47) et celle sur la demande d'abrogation  
12 du tarif BT (D-2004-170). Le suivi des décisions précédentes et plusieurs enjeux  
13 émanant de ces décisions ou de l'évolution du contexte doivent être couverts  
14 dans le présent dossier.

15 Les éléments de suivi comprennent :

- 16 • l'efficience et le balisage des activités du Distributeur et de ses  
17 fournisseurs internes ;
- 18 • l'abrogation du tarif BT accompagnée de la mise en place d'un compte de  
19 frais reportés pour les charges relatives à cette clientèle ;
- 20 • le suivi administratif.

21 Les enjeux spécifiques touchent essentiellement aux aspects suivants :

- 22 • les principes réglementaires applicables à la distribution d'électricité ;
- 23 • la politique de rémunération ;

- 1       • la demande d'autorisation du budget d'investissement de l'année 2005 ;
- 2       • la politique financière : le taux de rendement, la structure de capital et le
- 3       coût de la dette ;
- 4       • les méthodes de répartition de coûts entre les différentes catégories de
- 5       coûts.

## **2 ÉLÉMENTS DE SUIVI**

### **2.1 Efficience et balisage**

6 Dans la dernière décision tarifaire (D-2004-47) du Distributeur, la Régie a

7 identifié 19 indicateurs d'efficience dont elle souhaite suivre l'évolution, incluant

8 les 4 initialement proposés par le Distributeur. De plus, elle demandait au

9 Distributeur de se doter d'indicateurs d'efficience lui permettant de suivre la

10 performance de ses fournisseurs internes. L'analyse des dix-neuf indicateurs

11 identifiés par la Régie et de deux nouveaux indicateurs relatifs à l'efficience du

12 Distributeur figure à la pièce HQD-4, document 1.

13 Face à la performance de ses fournisseurs internes soit – le Centre de services

14 partagés (CSP) – et - TransÉnergie dans ses activités de télécommunications

15 spécialisées -, la Régie demandait au Distributeur de s'adresser au CSP afin qu'il

16 lui fournisse une analyse des coûts unitaires des services rendus. Par ailleurs,

17 dans le but de disposer d'outils lui permettant d'évaluer les coûts des

18 télécommunications spécialisées et des radios mobiles, la Régie demandait au

19 Distributeur d'obtenir de TransÉnergie une grille d'analyse à cet effet. L'analyse

20 des coûts unitaires du CSP et la grille d'analyse sont présentées à la pièce

21 HQD-4, document 2.

22 Globalement, les résultats de ces analyses traduisent les efforts importants

23 réalisés par le Distributeur et le CSP pour contrôler l'évolution des charges.

1 La Régie s'attend également à ce qu'on lui dépose les résultats du balisage que  
2 le Distributeur a réalisé sur ses activités de même que ceux qu'elle a demandés  
3 à ses principaux fournisseurs internes, représentés par le Centre de services  
4 partagés et la direction Télécommunications de TransÉnergie. Compte tenu de  
5 la quantité d'informations contenue dans ces balisages, des difficultés d'analyse  
6 et d'interprétation inhérentes à ce genre d'exercice si elles ne sont pas  
7 encadrées, et des risques d'interférence possible par rapport à la demande de  
8 hausse tarifaire, il serait souhaitable que tout ce qui n'est pas de portée  
9 immédiate soit traité dans un processus réglementaire ultérieur, adapté à un  
10 sujet aussi vaste que technique. Ce report permettra également d'intégrer les  
11 résultats de l'exercice de balisage de PA Consulting portant sur les données de  
12 l'année 2003. En conséquence, le Distributeur propose que les résultats des  
13 exercices de balisage effectués pour les processus Services à la clientèle et  
14 Distribution soient traités dans un dossier distinct avec les résultats des  
15 balisages réalisés par le Centre de Services Partagés. Le Transporteur rendra  
16 compte de façon spécifique du plan de balisage demandé par la Régie pour les  
17 activités de télécommunications spécialisées dans le cadre de sa cause tarifaire  
18 prochaine.

19 Bien que les résultats du balisage effectué pour les processus Services à la  
20 clientèle et Distribution du Distributeur ne soient pas présentés dans la preuve  
21 actuelle, les premières pistes d'amélioration identifiées suite à ces exercices de  
22 balisage, dont celui dirigé par un groupe d'experts de la firme américaine PA  
23 Consulting, sont exposées à la section 3 de la pièce HQD 4, document 1.

## **2.2 Clientèle BT**

24 Dans la décision D-2004-170, la Régie de l'énergie agréait à l'abrogation du tarif  
25 BT et à la mise en place d'un compte de frais reportés hors base tarifaire pour  
26 couvrir les montants non récupérés auprès de la clientèle concernée. Pour la  
27 clientèle serriste demeurant au tarif BT, la Régie a approuvé un tarif de transition

1 qui prévoit une augmentation de 5 % au 1<sup>er</sup> avril 2005, au-delà de la hausse  
2 générale.

3 Par ailleurs, la Régie a accepté dans cette même décision que l'on comptabilise  
4 dans le même compte de frais reportés que celui créé en vertu de la décision  
5 D-2004-47, le déficit occasionné par l'écart entre le prix de l'énergie et le coût de  
6 fourniture reconnu du tarif BT pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2004 au 31 mars 2006 ;  
7 les montants de l'incitatif financier et les coûts des services conseils visant à  
8 faciliter le transfert des clients actuels du tarif BT vers un autre tarif ou une autre  
9 source d'énergie.

10 Dans cette dernière décision, la Régie a reconnu un coût d'approvisionnement de  
11 6 ¢/kWh jusqu'au 30 novembre 2004, date à laquelle se termine l'entente avec  
12 Hydro-Québec Production. Toutefois, cette entente indiquait un prix de  
13 7,3 ¢/kWh et le Distributeur a dû assumer une perte de 1,3 ¢ pour chaque kWh  
14 vendu à la clientèle BT du 1<sup>er</sup> janvier 2004 au 30 novembre 2004. Pour la  
15 période ultérieure, le Distributeur propose, suite à une deuxième entente avec  
16 Hydro-Québec Production, d'utiliser un coût d'approvisionnement de l'ordre de  
17 7,3 ¢/kWh pour le mois de décembre 2004. Les données de marché les plus  
18 récentes autorisent le Distributeur à se représenter à la Régie avec ce coût.  
19 Pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2005, le Distributeur prévoit  
20 dépasser le volume d'électricité patrimoniale. Dans ce contexte, il est proposé  
21 d'approvisionner les besoins de la clientèle BT à même l'ensemble des besoins  
22 d'approvisionnement de court terme. Considérant les prix sur les marchés de  
23 l'énergie à court terme pour un an et le contrat signé suite à l'appel d'offres de  
24 court terme A/O 2004-01 (250 MW pour une livraison en 2005), le Distributeur  
25 évalue à 7,5 ¢/kWh le prix de référence pour répondre à l'ensemble des besoins  
26 de court terme, incluant les besoins du tarif BT.

1 Aucun client BT ne sera affecté par ces coûts d'approvisionnement puisqu'en  
2 vertu de la décision de la Régie, tous ces coûts sont assumés par l'ensemble des  
3 consommateurs.

4 L'évolution du compte de frais reportés et des hypothèses sur lesquelles le  
5 Distributeur s'est basées sont contenues à la pièce HQD-6, document 1.

### **2.3 Suivi administratif de la Régie**

6 Suite à la décision D-2004-47, le personnel administratif de la Régie se rendait  
7 dans les bureaux du Distributeur où plusieurs présentations leur ont été faites en  
8 vue d'assurer une meilleure compréhension du processus de budgétisation des  
9 activités réglementées et non réglementées d'une part et du calcul de la charge  
10 de retraite et de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite  
11 d'autre part. La Régie émettait deux rapports de suivi le 8 septembre dernier  
12 dans lesquels elle demandait au Distributeur de lui fournir certaines données  
13 dans le cadre de sa demande tarifaire future. Les demandes concernant le  
14 processus de budgétisation des activités réglementées et non réglementées sont  
15 fournies à la pièce HQD-05, document 4. Le régime de retraite est traité à la  
16 pièce HQD-8, document 13.

## **3 ENJEUX DU DOSSIER TARIFAIRE 2005-2006**

### **3.1 Les principes réglementaires**

17 Faisant appel à des outils réglementaires (tels les comptes de frais reportés et  
18 les provisions comptables) déjà utilisés dans des contextes réglementaires  
19 analogues ou s'appuyant sur des principes généralement reconnus en  
20 réglementation, le Distributeur propose à la Régie de nouveaux principes.

### ***3.1.1 Ajustement entre l'année témoin et l'année tarifaire***

1 Dans le cadre de sa décision D-2004-47, la Régie refusait la proposition du  
2 Distributeur de récupérer sur les neuf derniers mois de l'année civile la totalité du  
3 revenu additionnel requis pour l'année témoin projetée 2004. Elle privilégiait une  
4 récupération du revenu requis de l'année 2004 sur l'année tarifaire, soit du 1<sup>er</sup>  
5 avril 2004 au 31 mars 2005. Ce faisant, le Distributeur n'a pu réaliser son plein  
6 rendement en 2004. De plus, cette décision a pour effet de créer un décalage  
7 entre l'année tarifaire du Distributeur, qui s'étend du 1<sup>er</sup> avril au 31 mars, et  
8 l'année témoin projetée, débutant plutôt au 1<sup>er</sup> janvier et sur laquelle toutes les  
9 données financières sont compilées et présentées.

10 Toutefois, la Régie donnait dans sa décision la possibilité au Distributeur de  
11 démontrer l'existence d'un écart résultant de ce décalage et de proposer un  
12 mécanisme pour le prendre en compte. Cette démonstration se trouve à la pièce  
13 HQD-5, document 2 qui contient un mécanisme permettant au Distributeur de  
14 réaliser son rendement autorisé sur l'année témoin tout en respectant la volonté  
15 de la Régie de répartir les hausses de tarifs sur 12 mois.

16 Pour l'année 2005, le Distributeur propose la mise en place d'un cavalier 12 mois  
17 qui jumelé à une provision réglementaire permettront de compenser le manque à  
18 gagner associé à la mise en vigueur des tarifs le 1<sup>er</sup> avril 2005, plutôt que le 1<sup>er</sup>  
19 janvier 2005. Le cavalier correspond à une hausse de 0,63 %. Il permettra de  
20 récupérer 53,8 M\$ sur 12 mois à compter d'avril 2005 jusqu'en mars 2006 à  
21 raison de 37,8 M\$ dans l'année financière 2005 et 16 M\$ sur les trois premiers  
22 mois de l'année 2006. Pour ce dernier montant, le Distributeur demande la  
23 création d'une provision réglementaire au 31 décembre 2005 permettant la prise  
24 en compte à l'année témoin 2005 des revenus associés au cavalier pour les trois  
25 premiers mois de l'année 2006 jusqu'à concurrence de 16 M\$. De façon  
26 similaire, le Distributeur demande également à la Régie de reconnaître le

1 manque à gagner sur le revenu requis de l'année 2004 en approuvant la mise en  
2 place d'une provision réglementaire de 36,2 M\$ au 31 décembre 2004.

### **3.1.2 Transfert des coûts de fourniture postpatrimoniaux**

3 Le Distributeur prévoit un dépassement du volume d'électricité patrimoniale en  
4 2005. D'importants coûts d'approvisionnement découleront des achats qu'il  
5 faudra alors réaliser pour répondre aux besoins énergétiques des clients, que ce  
6 soit les besoins de base ou ceux dérivés des aléas économiques et climatiques.  
7 Le coût de ces nouveaux approvisionnements est généralement supérieur aux  
8 revenus anticipés de fourniture découlant de ces mêmes approvisionnements. Il  
9 est donc important que le coût de ces approvisionnements soit reconnu à des  
10 fins de tarification. Certains de ces coûts sont prévisibles et seront intégrés au  
11 coût de service et à la hausse tarifaire. Par contre, d'autres coûts sont aléatoires  
12 et un mécanisme réglementaire est proposé à la pièce HQD-5, document 3 pour  
13 qu'ils soient reconnus et récupérés dans les futures hausses tarifaires.

### **3.1.3 Risque de change**

14 À partir de 2005, le volume patrimonial de 165 TWh sera dépassé. Dans ce  
15 contexte et compte tenu que les livraisons découlant des contrats issus de l'appel  
16 d'offres A/O 2002-01 débiteront uniquement en 2006, le Distributeur n'a d'autres  
17 recours que d'acheter l'électricité manquante sur les marchés de court terme, et  
18 de transiger en dollars américains. Déjà, le Distributeur a signé en juin dernier  
19 un contrat pour une quantité de 250 MW livrable en 2005. D'autres contrats  
20 suivront, notamment pour répondre le cas échéant, aux besoins découlant des  
21 aléas climatiques. Ce faisant, le Distributeur se trouve exposer à une volatilité de  
22 ses coûts d'approvisionnement en fonction de l'évolution des taux de change qui  
23 n'est aucunement compensée du côté des revenus par des entrées en dollars  
24 américains. Il serait possible d'atténuer une partie de cette volatilité par une  
25 politique de gestion active du risque de change. La pièce HQD-5, document 6

1 détaille les éléments considérés dans la politique de gestion de risque de  
2 change.

### **3.1.4 La facture de transport**

3 Bien que les causes tarifaires de Hydro-Québec Distribution et TransÉnergie  
4 soient déposées de façon synchronisée, l'ensemble de la présente preuve exclut  
5 tout ajustement du coût du service de transport dans la facture du Distributeur.  
6 Cet ajustement sera intégré, le cas échéant, dans le dossier tarifaire du  
7 Distributeur suivant la décision de la Régie le concernant, selon le principe de  
8 transfert des coûts du service de transport approuvé par la Régie dans la  
9 décision D-2003-93.

### **3.2 Politique de rémunération**

10 Dans sa dernière décision tarifaire, la Régie a refusé de reconnaître un montant  
11 de 10 M\$ correspondant au boni d'intéressement des employés syndiqués du  
12 Distributeur. La justification de la Régie s'articule autour du fait que la  
13 performance de ces employés est jugée sur la base d'un indicateur composite  
14 corporatif plutôt qu'un indicateur divisionnel à l'image de ce qui est appliqué pour  
15 le personnel cadre et non syndiqué.

16 Compte tenu des conventions collectives en vigueur, et que le choix de  
17 l'indicateur de performance n'a aucun impact sur le coût de service du  
18 Distributeur qui dans tous les cas, repose sur l'hypothèse de l'atteinte du  
19 scénario cible, le Distributeur réitère, tel qu'exposé à la pièce HQD-8 document  
20 4, la justesse de notre politique de rémunération et le droit légitime au  
21 Distributeur de récupérer ces coûts.

### **3.3 Budget d'investissement 2005**

22 Pour l'année 2005, le Distributeur demande l'autorisation d'un budget  
23 d'investissement pour l'ensemble des projets de moins de 10 M\$ de 579,2 M\$ en

1 hausse de plus de 50 M\$ par rapport à 2004. Cette hausse est attribuable à la  
2 croissance de la demande prévue à l'horizon 2005 et à la préoccupation du  
3 Distributeur concernant le vieillissement du réseau de distribution.

4 En ce qui concerne les projets supérieurs à 10 M\$ nécessitant une autorisation  
5 spécifique de la Régie, le budget 2005 les chiffre à 23 M\$ dont 20 M\$ pour le  
6 programme d'automatisation du réseau et 3 M\$ pour le projet REAO (répartition  
7 des équipes assistée par ordinateur). Ces projets seront déposés distinctement à  
8 la Régie afin d'obtenir une autorisation spécifique, tel que prévu à l'article 73 de  
9 la LRÉ.

10 Par ailleurs, pour répondre à la préoccupation de la Régie face au maintien du  
11 budget d'enfouissement, le Distributeur a amorcé une réflexion en profondeur sur  
12 les différents volets du programme actuel. D'ici à ce que le programme  
13 d'enfouissement soit refondu, le Distributeur a décidé de réduire son budget  
14 d'enfouissement à 15 M\$ pour l'année 2005, en continuité avec les montants  
15 investis antérieurement. Le détail du budget d'investissement est fourni à la pièce  
16 HQD-9, document 1.

### **3.4 Politique financière**

17 La politique financière d'Hydro-Québec a fait l'objet de multiples discussions et  
18 décisions réglementaires. En particulier, le Distributeur s'est déjà fait reconnaître  
19 une structure de capital composée de dette à 65% et d'avoir propre à 35 %, de  
20 même que d'un taux de rendement de 9,1 % applicable en 2004.

21 Pour le taux de rendement, la Régie a demandé au Distributeur de proposer une  
22 formule d'ajustement automatique du taux de rendement, ce qui permettrait  
23 d'alléger le processus réglementaire. Le Distributeur comprend cette orientation  
24 et entend déposer un dossier à cet effet ultérieurement. Il est proposé à la pièce  
25 HQD-11, document 2 que la formule d'ajustement automatique du taux de  
26 rendement soit examinée dans le cadre d'une cause conjointe portant sur le coût

1 du capital de l'ensemble des activités réglementées de l'entreprise. Au-delà de  
2 permettre de revoir les paramètres initiaux (taux de rendement sans risque, le  
3 facteur Bêta, la prime de marché et la structure du capital) rattachés à toute  
4 formule d'ajustement automatique du taux de rendement, cette révision aurait  
5 pour avantage d'assurer un traitement cohérent des risques des unités  
6 réglementées d'Hydro-Québec.

7 Dans le cadre de la phase 2 du dossier tarifaire 2004-2005, le Distributeur a  
8 proposé d'établir le taux de rendement à partir d'une simple mise à jour du taux  
9 sans risque, auquel on ajoute la prime de risque déjà reconnu par la Régie. La  
10 même approche sera proposée pour le présent dossier tarifaire, ce qui donnerait  
11 un taux de rendement sur l'avoir propre de 9,24 % pour 2005.

12 De plus, dans le cadre du dernier dossier tarifaire du Distributeur, la Régie a  
13 reconnu le concept de coût présumé de la dette et accepté d'utiliser le coût  
14 intégré de la dette d'Hydro-Québec comme approximation du coût présumé de la  
15 dette du Distributeur à défaut de proposition alternative, invitant ainsi les  
16 intervenants à lui soumettre des propositions dans des causes ultérieures. Dans  
17 la mesure où la Régie a exprimé de vives préoccupations concernant l'impact de  
18 l'évolution du taux de change sur le coût de la dette et qu'il est important de  
19 statuer définitivement sur le concept applicable au coût de la dette, il sera  
20 proposé une méthode de détermination du coût de la dette qui immunisera la  
21 clientèle québécoise contre la volatilité du taux de change tout en protégeant les  
22 intérêts financiers corporatifs. Cette proposition est faite à la pièce HQD-11,  
23 document 4 et est supportée par des témoignages d'experts aux pièces HQD-11,  
24 documents 5 à 9.

### **3.5 Méthode de répartition des coûts**

25 Dans sa décision D-2004-47, la Régie avait demandé au Distributeur de travailler  
26 de concert avec les intervenants afin de discuter des méthodes de répartition des

1 coûts facilitant ainsi l'intégration de différents sujets dans les causes tarifaires  
2 futures. Une série de cinq rencontres a donc eu lieu avec les représentants de la  
3 Régie et des intervenants et ont couvert les sujets suivants :

- 4
- 5 • la classification entre la composante abonnement et puissance du réseau
- 6 moyenne et basse tension ;
- 7 • les facteurs de classements ;
- 8 • la répartition des coûts des réseaux autonomes ;
- 9 • la répartition des coûts d'approvisionnement hors patrimoniaux ;
- 10 • la répartition des coûts des tarifs de gestion de la consommation et de
- 11 secours ;
- 12 • la répartition des coûts de transport du Distributeur à la suite de l'examen
- 13 de l'étude de répartition des coûts de TransÉnergie.

14 Les éléments pris en compte dans la présente demande tarifaire en incluant les  
15 formats de présentation des pièces et les résultats de la méthode pour l'année  
16 historique, de base et témoin projetée, figurent aux pièces HQD-12, documents1  
17 à 4.

## **4 COÛT DU SERVICE ET DÉFICIT DU DISTRIBUTEUR**

### **4.1 Coût du service**

18 Le tableau 1 suivant reprend pour l'année historique, l'année de base et l'année  
19 témoin les principales composantes du coût de service, plus amplement  
20 détaillées aux pièces HQD-7 à HQD-8. La prévision de la demande utilisée pour  
21 établir ces coûts est fournie à la pièce HQD-3, document 2.

1 Le coût du service pour l'année témoin projetée s'élève à près de 9 265 M\$.  
2 Deux facteurs principaux ont contribué pour 88 % à la hausse du coût du service  
3 de 274 M\$ par rapport à 2004, dont :

- 4 • la hausse du coût d'approvisionnement pour répondre aux besoins post  
5 patrimoniaux explique 63 % de la hausse ;
- 6 • la hausse des charges financières en absorbe 26 %.

7

8 Plus de la moitié des 11 % restants trouve une explication dans l'évolution de la  
9 charge de retraite qui est passé d'un crédit de 0 M\$ en 2004 à une charge de  
10 18,2 M\$ en 2005. La croissance des autres charges résiduelles tient dans la  
11 hausse de la rémunération afin de respecter les conventions collectives signées  
12 et également dans l'évolution de la charge d'amortissement résultant des  
13 investissements du PGEÉ et de la mise en service du projet Dcartes.

<b>TABLEAU 1 COMPOSANTES DU REVENU REQUIS</b>			
	Année historique	Année de base	Année témoin
	2003	2004	2005
<b>COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>8 914,8</b>	<b>8 990,8</b>	<b>9 265,1</b>
<b>ACHATS</b>	<b>6 818,8</b>	<b>6 830,8</b>	<b>7 003,4</b>
• Achats d'électricité	4 505,8	4 517,8	4 690,4
• Service de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION &amp; SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>	<b>2 096,0</b>	<b>2 160,0</b>	<b>2 261,7</b>
Charges d'exploitation	957,7	964,0	965,2
Éléments exceptionnels	-39,1	-4,1	14,3
Autres charges	566,8	590,6	601,5
Facturation externe émise	-55,7	-54,7	-54,1
Coût du capital	666,3	664,2	734,8
<b>RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION</b>	<b>8,12%</b>	<b>7,99%</b>	<b>8,67%</b>
<b>Structure du capital</b>			
Capitaux empruntés	65%	65%	65%
Capitaux propres	35%	35%	35%
<b>Taux</b>			
Capitaux empruntés	7,80%	7,41%	8,37%
Capitaux propres	8,71%	9,06%	9,24%
<b>Base de tarification (moyenne 13 mois)</b>	<b>8 207,3</b>	<b>8 317,4</b>	<b>8 472,7</b>

1

2 Par ailleurs, le Distributeur a réussi tout en maintenant ses charges d'exploitation  
3 en bas du niveau de 971,4 M\$ annoncé lors de la cause tarifaire 2004-2005 à  
4 répondre à la croissance de la demande.

5 Tel qu'indiqué à la pièce HQD-4, document 1, sur la période 2001-2005,  
6 l'efficacité globale du Distributeur ainsi que l'efficacité des processus  
7 Distribution et Services à la clientèle se sont améliorées. Cette conclusion  
8 ressort clairement de l'analyse des 23 indicateurs mesurés par le Distributeur où  
9 la majorité d'entre eux (16 sur 23) a connu une décroissance annuelle (- 1,1 %  
10 par kilowattheures normalisés et - 0,1 % par abonnement ) alors que les autres  
11 (7 sur 23) sont à la hausse mais dans tous les cas inférieure à l'évolution de

1 l'indice des prix à la consommation (croissance annuelle de 1,9 % sur la  
2 période).

3 Le Distributeur ne saurait trop insister sur le fait que c'est au niveau de la  
4 performance d'ensemble et non poste de coût par poste de coût qu'il faut  
5 apprécier les efforts déployés pour contrôler les coûts de distribution et de  
6 services à la clientèle. Ces efforts de contrôle des coûts ont permis au  
7 Distributeur de limiter la croissance annuelle moyenne des coûts à 1,0 % sur la  
8 période considérée. Plus particulièrement, les coûts ont évolué moins rapidement  
9 que l'accroissement des abonnements (1,2 % sur la période) ou du volume des  
10 ventes (2,5 % sur la période).

#### **4.2 Hausse tarifaire**

11 L'écart entre les revenus avec les tarifs actuels et les revenus requis découlant  
12 du coût de service (incluant un rendement de 9,24 % conforme à celui autorisé),  
13 est de l'ordre de 178,2 M\$ en 2005, tel qu'illustré au tableau 2. Cet écart tient  
14 compte des ajustements attribuables au compte de frais reportés pour le tarif BT  
15 de 45,1 M\$ et à la mise en place d'une provision réglementaire de 36,2 M\$ au 31  
16 décembre 2004. La hausse des tarifs résultant de la mesure du revenu requis  
17 additionnel établie selon une récupération de ce revenu sur douze mois est de  
18 2,07 %. L'introduction d'un cavalier 12 mois permettant de récupérer le manque  
19 à gagner associé à la mise en vigueur des tarifs au 1<sup>er</sup> avril 2005 plutôt qu'au 1<sup>er</sup>  
20 janvier résulte en une hausse majorée de 0,63 % ou 53,8 M\$ pour une hausse  
21 totale incluant le cavalier de **2,7 %**.

<b>TABLEAU 2</b>	
<b>Évaluation du déficit et de la hausse au 1er avril 2005</b>	
<b>(M\$)</b>	
	<b>Demande R-3541-2004</b>
<b>Revenus des ventes 2005 (sans hausse de tarif)</b>	<b>9 123,3</b>
<b>Revenus avant hausse excluant contrats spéciaux</b>	<b>8 608,0</b>
<b>Revenus requis</b>	
Dépenses nécessaires	
Achats d'électricité ( incluant CFR pour le tarif BT)	4 735,5
Transport	2 313,0
Charges d'exploitation	965,2
Éléments exceptionnels	14,3
Autres charges	601,5
Facturation externe émise	-54,1
Rendement sur la base de tarification	734,8
Compte de frais reporté pour le tarif BT	-45,1
<b>Total revenus requis avant ajustement</b>	<b>9 265,1</b>
<b>Revenus requis additionnels au 1er avril avant ajustement</b>	<b>-141,8</b>
<b>Ajustement - Provision réglementaire au 31 décembre 2004</b>	<b>-36,2</b>
<b>Revenus additionnels requis au 1er avril après ajustement</b>	<b>-178,0</b>
<b>Hausse - 1er avril (12 mois) sans cavalier</b>	<b>2,07%</b>
Part du revenu requis d'avril à décembre	-124,2
Part du revenu de janvier à mars	-53,8
<b>Cavalier (12 mois)</b>	<b>-53,8</b>
<b>Hausse associée au cavalier</b>	<b>0,63%</b>
<b>Hausse - 1er avril (12 mois) incluant cavalier</b>	<b>2,7%</b>
<b>Revenus additionnels des ventes de la hausse de 2,7 %</b>	
Du 1er avril au 31 décembre 2005	162,0
Du 1er janvier au 31 mars 2006 (provision réglementaire)	16,0
<b>Revenus additionnels des ventes totaux</b>	<b>178,0</b>

1 La hausse tarifaire envisagée permettra de générer des revenus additionnels de  
2 l'ordre de 178 M\$, dont 162 M\$ en 2005 et 16 M\$ au cours du premier trimestre  
3 2006, permettant au Distributeur de réaliser un rendement de 274 M\$ en 2005.  
4 Ces éléments ainsi que l'évaluation de la hausse proposée sur l'interfinancement  
5 figurent aux pièces HQD-13, documents 1 à 4.

## **5 SOMMAIRE DE LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR**

6 En matière de stratégie tarifaire, le Distributeur privilégie une approche qui  
7 répond à ses intérêts tout en étant acceptable du point de vue de l'ensemble des  
8 consommateurs et du processus réglementaire. Par conséquent, il dépose dans  
9 le cadre de la présente preuve une demande à la Régie lui permettant d'atteindre  
10 la rentabilité tout en évitant les chocs tarifaires. Cette stratégie comprend :

- 11 • l'application d'une hausse uniforme de 2,7 % de l'ensemble des tarifs à  
12 partir du 1<sup>er</sup> avril 2005;
- 13 • l'application d'une hausse additionnelle de 5,0 % pour la clientèle serriste  
14 du tarif BT à partir du 1<sup>er</sup> avril 2005, conformément à la décision D-2004-  
15 170 de la Régie;
- 16 • la mise en place d'un compte de frais reportés par nature d'écart sur les  
17 approvisionnements au-delà du volume d'électricité patrimoniale prenant  
18 effet dès le 1<sup>er</sup> janvier 2005 dans lequel sera versée la somme de tout  
19 écart entre les coûts d'approvisionnements assumés par le Distributeur et  
20 les revenus implicites d'approvisionnements;
- 21 • la mise en place d'un mécanisme réglementaire permettant au  
22 Distributeur de réaliser son plein rendement en 2004 et en 2005;
- 23 • la mise en place d'une politique de gestion active du risque de change  
24 découlant des contrats d'approvisionnement libellés en dollars américains;

- 1       • l'utilisation d'un taux de rendement de 9,24 % pour l'année tarifaire 2005-  
2           2006 correspondant à un taux sans risque de 5,83 % et une prime de  
3           risque de 3,41 %;
- 4       • L'utilisation du taux moyen du capital prospectif pour l'évaluation de la  
5           rentabilité des projets d'investissement et également pour les fins de  
6           capitalisation des frais financiers associés à l'évaluation des dits projets.  
7           Pour 2005, le taux moyen du coût en capital prospectif est de 7,15 % ;
- 8       • l'application d'un coût de dette permettant d'immuniser la clientèle  
9           québécoise contre les effets de la volatilité du taux de change. Le coût de  
10          la dette établi sur cette base est de 8,37 % ;
- 11      • l'autorisation d'un budget d'investissement pour 2005 de 579 M\$ pour  
12          l'ensemble des projets de moins de 10 M\$.