

**CONTEXTE ET ORIENTATIONS
DE LA DEMANDE TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR
2006-2007**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	COÛT DU SERVICE ET DÉFICIT DU DISTRIBUTEUR.....	5
2.1	COÛT DU SERVICE	5
2.2	STRATÉGIE TARIFAIRE.....	10
3	AUTRES ENJEUX.....	13
3.1	MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS.....	14
3.2	POLITIQUE FINANCIÈRE	15
3.3	STRUCTURE TARIFAIRE	16
3.4	RÉGLEMENTATION INCITATIVE	17
3.5	POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION.....	18
4	IMPACTS TARIFAIRES	19

1 CONTEXTE

1 Par le dépôt de la demande tarifaire 2006-2007, le Distributeur initie le processus
2 qui mènera à l'établissement des tarifs du Distributeur applicables à compter du
3 1^{er} avril 2006. C'est la troisième année que le Distributeur se présente devant la
4 Régie et les intervenants afin d'exposer son coût de service et proposer une
5 hausse de tarif lui permettant de recouvrer ce coût.

6 Comparativement aux deux dernières demandes, le contexte dans lequel opère
7 le Distributeur a fortement changé. L'évolution du coût du service dans les
8 prochaines années, notamment l'importance des coûts d'approvisionnement
9 postpatrimoniaux, la hausse appréhendée du coût de transport pour la charge
10 locale et l'augmentation significative de plusieurs composantes du coût de
11 service, notamment les charges d'amortissement, le coût de retraite et les
12 charges financières, exerceront d'importantes pressions sur les équilibres
13 financiers du Distributeur et conséquemment sur les hausses des tarifs
14 d'électricité.

15 Le présent dossier contient une proposition qui traduit ce contexte tout en
16 prenant en considération le cadre d'opération d'Hydro-Québec Distribution.

2 COÛT DU SERVICE ET DÉFICIT DU DISTRIBUTEUR

17 Le principal enjeu que le Distributeur aura à relever au cours des années à venir
18 est lié à l'évolution de son coût de service et à l'implantation de sa stratégie
19 tarifaire.

2.1 Coût du service

20 Le tableau 1 suivant présente le coût du service du Distributeur pour l'année
21 témoin 2006. Le coût de service du Distributeur s'élève à 10 051 M\$ en hausse
22 de 508 M\$ par rapport à l'année 2005.

1

TABLEAU 1

COMPOSANTES DU REVENU REQUIS			
	Année historique	Année de base	Année témoin
	2004	2005	2006
COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR	9 150	9 543	10 051
ACHATS	6 880	7 116	7 508
• Achats d'électricité	4 567	4 803	5 195
• Service de transport	2 313	2 313	2 313
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 270	2 427	2 544
Charges d'exploitation	1 049	1 102	1 134
Autres charges	599	641	719
Coût du capital	621	684	692
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	7,47%	8,03%	7,86%
Structure du capital			
Capitaux empruntés	65%	65%	65%
Capitaux propres	35%	35%	35%
Taux			
Capitaux empruntés	6,80%	7,66%	7,64%
Capitaux propres	8,70%	8,71%	8,28%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	8 318,7	8 515,3	8 793,3

2

3 *Les approvisionnements*

4 Les achats en électricité représentent à eux seuls plus de 77 % de la hausse du
5 coût du service. Ainsi, au seul chapitre des coûts d'approvisionnement
6 postpatrimoniaux, il est prévu des achats de 8,6 TWh en 2006 d'une valeur de
7 754 M\$, soit plus de 392 M\$ supérieur à ce qui est actuellement prévu pour
8 2005. Cette somme exclut les montants qui auront été cumulés à partir du 1er
9 janvier 2005 dans le compte de frais reportés prévu pour couvrir les écarts dans
10 le coût des approvisionnements postpatrimoniaux et qui seront récupérés à
11 compter de 2007 en fonction de modalités à être approuvées par la Régie.

1 La singularité de cette composante tient au fait que ce montant traduit un prix de
2 marché (8,81 ¢/kWh) alors que le coût de fourniture facturé aux clients reflète
3 plutôt un coût moyen (2,98 ¢/kWh) basé surtout sur le coût de l'électricité
4 patrimoniale. Il en résulte donc une pression directe et systématique sur la
5 hausse tarifaire, pression qui ne peut être atténuée que si l'évolution des autres
6 composantes de coûts est neutre ou favorable.

7 À cet égard, dans un passé récent, le Distributeur a pu bénéficier d'éléments
8 favorables, notamment au niveau du coût du service de transport et de ses coûts
9 propres. Mais là aussi, le contexte du Distributeur s'est passablement modifié.

10 *Le coût du transport*

11 Depuis 2001, Hydro-Québec Distribution doit assumer la même facture pour ses
12 services de transport, soit un montant de 2 313 M\$. Durant la période 2001-
13 2005, ses ventes ont augmenté de 18 TWh, contribuant à des revenus accrus de
14 l'ordre de 250 M\$ à titre de transport. Ce montant a ainsi pu contribuer à financer
15 la hausse des autres composantes de coûts et à maintenir les hausses de tarifs
16 à des niveaux plus faibles.

17 Or, l'augmentation du volume d'activités du Distributeur combinée à une
18 diminution équivalente des quantités réservées par Hydro-Québec Production du
19 service de point à point impliqueront un ajustement de la facture de transport
20 avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2005, selon la requête tarifaire de TransÉnergie
21 déposée à la Régie de l'énergie le 23 juin 2005. La proposition du Transporteur
22 aura pour effet, si elle est acceptée par la Régie, d'ajouter un montant additionnel
23 de 340 M\$ au coût de service du Distributeur l'an prochain à titre de coût de
24 transport (170 M\$ pour 2005 et 170 M\$ pour 2006). Cet élément, à lui seul,
25 justifierait une hausse de tarifs de près de 4 %.

1 *Les coûts de distribution et services à la clientèle*

2 L'ensemble des coûts de distribution et services à la clientèle sont en hausse de
3 274 M\$ entre 2006 et 2004 expliqué notamment par la croissance des
4 amortissements (114 M\$), ainsi que par la hausse des charges d'exploitation
5 (84 M\$) et du coût du capital (70 M\$).

6 Au niveau des amortissements, un montant de 46 M\$ découle entre autres des
7 mises en service nécessaires pour répondre à la croissance de la demande. Par
8 ailleurs, une augmentation de 33 M\$ est lié à l'amortissement du PGEÉ tandis
9 que 27 M\$ résulte de celui des frais reportés relatifs au tarif BT, et ce
10 conformément à des décisions prises dans le cadre de dossiers antérieurs.

11 Les charges d'exploitation, quant à elles, connaissent une croissance qui
12 s'explique par quatre éléments ponctuels. Le coût de retraite que le Distributeur
13 doit supporter directement s'élève à 59 M\$ en 2006 (71 M\$ si on ajoute les coûts
14 de retraite intégrés à la facturation des fournisseurs internes), alors que ce coût
15 en 2004 a été nul. L'année 2006 correspond à l'année où les besoins du projet
16 SIC sont les plus importants en termes de charges d'exploitation. Ainsi plus de
17 12 M\$ seront nécessaires l'année prochaine pour former plus de 1000
18 personnes, pour assurer à la fois l'entretien des anciens systèmes et des
19 nouveaux systèmes clientèle ainsi que pour commencer à informer la clientèle
20 particulièrement en matière de présentation de factures. Finalement, la prise en
21 charge du réseau de distribution de Shefferville et la vente de la filiale
22 HydroSolution auront pour impact d'augmenter les charges d'exploitation du
23 Distributeur de 4 M\$ et 3 M\$ respectivement.

24 Par ailleurs, la croissance des charges financières s'explique par une
25 progression de la base de tarification (37 M\$), découlant entre autres de la
26 croissance de la demande, et par l'évolution des taux d'intérêts (33 M\$).

1 Ainsi, depuis 2004, outre les hausses découlant de la croissance des activités
 2 (dont les amortissements) et de facteurs exogènes sur lesquels le Distributeur
 3 n'a pas de prise, les coûts de distribution et de services à la clientèle reliées aux
 4 activités de base n'ont pratiquement pas augmenté, témoignant ainsi de ses
 5 efforts considérables pour accroître son efficience dans la prestation des
 6 services et ce, dans un contexte où la charge de travail s'est nettement accrue.

7 L'analyse des indicateurs d'efficience le démontre d'ailleurs. En particulier, six
 8 indicateurs servent de repères pour apprécier de façon synthétique la
 9 performance du Distributeur en matière de contrôle de ses coûts. Les résultats
 10 relatifs à chacun de ces six indicateurs pour la période 2001-2006 sont
 11 consignés au tableau suivant :

12 **Tableau 2**

Exercices terminés le 31 décembre									
Description	Années historiques				Année de base	Année témoin	Croissance annuelle moyenne	Croissance annuelle moyenne	
	2001	2002	2003	2004					2005
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	566	560	531	526	556	571	0,20%	-2,40%	
Charges d'exploitation nettes Distribution et SALC (\$) par abonnement	251	259	251	248	245	249	-0,10%	-0,40%	
Immobilisations en exploitation nettes (\$) par abonnement	1 986	1 989	1 981	2 003	2 004	2 014	0,30%	0,30%	
Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,3	1,27	1,17	1,17	1,22	1,25	-0,90%	-3,50%	
Coût total processus SALC (\$) par abonnement	157	166	152	150	157	166	1,20%	-1,50%	
Coût total processus Distribution (\$) par abonnement	409	393	375	371	389	393	-0,80%	-3,10%	

13
 14 Tous ces indicateurs évoluent à l'intérieur de l'inflation sur la période (2,2 % en
 15 moyenne) et trois de ces indicateurs présentent même une amélioration sur
 16 l'ensemble de la période.

17 L'objectif du Distributeur est de contenir l'évolution annuelle moyenne de ces six
 18 indicateurs pour les prochaines années sous l'inflation.

1 *Budget d'investissement*

2 La Régie a, au cours des deux dernières années, refusé les augmentations
3 demandées par le Distributeur dans son budget des investissements, à
4 l'exclusion des investissements associés à la croissance de la demande et aux
5 projets majeurs. Ce refus traduit essentiellement l'inquiétude de la Régie,
6 partagée par le Distributeur, relative aux impacts tarifaires d'une croissance trop
7 importante des investissements annuels totaux. Il est important de rappeler que
8 les dépenses d'amortissement, les frais financiers et le rendement liés aux
9 investissements, comptent pour plus de 50 % de l'ensemble des coûts directs du
10 Distributeur.

11 Dans ce contexte, le Distributeur entend revoir le cadre de planification de ses
12 investissements et proposera à la Régie une démarche et des indicateurs plus
13 structurés qui lui permettront de mieux justifier ses intentions et d'obtenir l'aval de
14 la Régie, notamment pour les investissements requis pour assurer la pérennité
15 du réseau de distribution.

2.2 Stratégie tarifaire

16 L'écart entre les revenus sur la base des tarifs actuels et les revenus requis
17 découlant du coût de service est de l'ordre de 463 M\$ en 2006, équivalent à une
18 hausse de 5,34 % de l'ensemble des tarifs d'électricité sans compter les
19 augmentations anticipées des coûts du service de transport.

20 Compte tenu de l'ampleur de cet écart et aussi pour transmettre à la clientèle le
21 signal de prix approprié, il est essentiel d'amorcer le processus de récupération
22 des revenus requis additionnels. Par ailleurs, Hydro-Québec Distribution souhaite
23 mitiger l'impact de la hausse sur la facture des clients sans pour autant se priver
24 des rendements auxquels elle a droit. Elle est également préoccupée par
25 l'impact du report d'un montant trop important sur l'équité entre les différentes
26 générations de consommateur.

1 Une stratégie à deux volets est donc proposée à la Régie de l'énergie:

- 2 1. une hausse uniforme des tarifs d'électricité de 3 % applicable à partir
3 du 1^{er} avril 2006;
- 4 2. la mise en place d'un compte d'étalement tarifaire, portant intérêt,
5 dans lequel se cumuleront les écarts entre les revenus requis
6 additionnels et les revenus résultant de la hausse de 3 %. Pour
7 2006, le montant porté à ce compte sera de 203 M\$ (excluant les
8 coûts de transport qui seront traités en 2007).

9 Une hausse uniforme de 3 % des tarifs d'électricité préserve l'interfinancement
10 en faveur de la clientèle résidentielle. Par ailleurs, cette hausse traduit l'ampleur
11 des enjeux financiers. Il est important que les consommateurs d'électricité
12 reçoivent un signal de prix le plus près possible des coûts afin d'induire les bons
13 comportements.

14 La hausse proposée de 3 % permet de récupérer dès 2006, 56 % des revenus
15 requis additionnels. Le Distributeur envisage appliquer des hausses tarifaires de
16 3 % jusqu'à ce que la totalité des revenus additionnels requis soit absorbée.
17 Dans ce contexte et selon le scénario actuel, Hydro-Québec Distribution évalue
18 être en mesure de récupérer la totalité de ses coûts sur une période de huit ans.

19 La mise en place d'un compte d'étalement tarifaire permettra au Distributeur de
20 récupérer l'intégralité de ses coûts et de répondre à la réalité particulière de 2006
21 et 2007 où l'on prévoit d'importants écarts entre nos coûts et les revenus perçus
22 de la clientèle alors que par la suite, selon le scénario actuel, ces écarts
23 s'atténuent.

24 Le tableau 3 suivant résume, sur la base du coût de service du Distributeur la
25 hausse tarifaire demandée et la stratégie tarifaire déployée.

1

TABLEAU 3

Évaluation du déficit et de la hausse au 1er avril 2006 (M\$)	
<i>Demande R-3579-2005</i>	
Revenus des ventes 2006 (sans hausse de tarif)	9 474,7
Revenus autres que ventes d'électricité	144,5
Ajustement - Provision réglementaire 2005	-31,0
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	9 588,2
Revenus requis	
Achats	
Achats d'électricité (incluant CFR pour le tarif BT)	5 223,6
Service de transport	2 313,0
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 133,7
Autres charges	718,7
Rendement sur la base de tarification	691,5
Compte de frais reporté pour le tarif BT	-29,1
Revenus requis	10 051,4
Revenus additionnels requis au 1er avril	-463,2
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	8 669,1
Hausse requise	5,34%
Hausse demandée - 1er avril 2006	3,00%
Revenus générés en 2006 par la hausse demandée	180,4
Provision réglementaire 2006 récupérée en 2007	79,4
Hausse reportée	2,34%
Revenus reportés versés dans compte d'étalement tarifaire	203,4

2

1 Dans sa décision D-2005-34 relative à la hausse tarifaire 2005-2006, la Régie
2 approuvait un mécanisme réglementaire, sous forme de provision, pour annuler
3 l'impact financier défavorable découlant du décalage entre l'année témoin et
4 l'année tarifaire. Cette provision se chiffre à 79,4 M\$ et sera récupérée
5 effectivement dans l'année témoin 2007.

6 La hausse tarifaire envisagée permettra de générer en 2006 des revenus
7 additionnels de l'ordre de 180,4 M\$, auxquels s'ajoutera la provision
8 réglementaire de 79,4 M\$ à récupérer en 2007 pour une contribution totale de
9 260 M\$ aux résultats financiers de 2006. Ces montants seront toutefois
10 insuffisants pour couvrir le coût du service du Distributeur de l'année témoin
11 projetée 2006.

3 AUTRES ENJEUX

12 L'importance de l'augmentation du coût de service du Distributeur nécessite la
13 mise à contribution de toutes ses ressources afin d'en atténuer le niveau et les
14 impacts sur la clientèle. Outre un contrôle serré des charges d'exploitation et du
15 budget d'investissement, plusieurs autres dimensions des activités du
16 Distributeur doivent être prises en compte, dont :

- 17 • la méthode de répartition des coûts d'approvisionnement
18 postpatrimoniaux;
- 19 • la politique financière;
- 20 • les modifications aux structures tarifaires;
- 21 • la réglementation incitative;
- 22 • la politique de rémunération.

3.1 Méthode de répartition des coûts

1 *"La Régie ne retient pas la proposition du Distributeur voulant que les variations*
2 *des coûts soient reflétées intégralement dans les tarifs, même si le Distributeur*
3 *peut démontrer qu'elles n'ont pas pour objet d'atténuer l'interfinancement."*

4 *Régie de l'énergie, D-2003-93, p. 185*

5 *"... il est important que la méthode retenue capte, le plus fidèlement possible, les*
6 *liens de causalité entre les coûts de fourniture et les clients pour lesquels ces*
7 *coûts sont encourus. La Régie juge que, dans la mesure où ces coûts se*
8 *refléteront dans les tarifs, cela assurera le meilleur signal de prix."*

9 *Régie de l'énergie, D-2005-34, p. 131*

10 Hydro-Québec Distribution souscrit entièrement au principe de causalité, comme
11 en témoignent ses représentations dans le cadre de son premier dossier tarifaire
12 à la Régie (R-3492-2002). Par ailleurs, ce principe, applicable à l'ensemble des
13 composantes du coût de service, soulève un enjeu particulier pour la fourniture
14 du fait de la croissance des coûts qui devront être supportés par les
15 consommateurs à ce chapitre.

16 Toutefois, il apparaît que ce principe de causalité des coûts en vertu duquel
17 chaque catégorie de consommateurs assumerait tous les coûts
18 d'approvisionnement associés à leur croissance, se heurte à un autre principe
19 fondamental de la Loi sur la Régie de l'énergie telle qu'interprétée par la Régie
20 elle-même, soit celui du maintien de l'interfinancement.

21 De fait, l'application stricte du principe de causalité des coûts pour la fourniture
22 aurait pour effet de réduire l'interfinancement. Pour la catégorie domestique, cela
23 signifierait une réduction des bénéfiques qu'elle retire de l'interfinancement. Pour
24 les autres catégories, on noterait une réduction de leurs contributions à
25 l'interfinancement.

1 ar ailleurs, l'application simultanée des deux principes conduit à une inéquité vis-
2 à-vis les clientèles aux tarifs généraux qui contribuent à l'interfinancement
3 puisque le maintien de l'interfinancement impliquera l'application d'une hausse de
4 tarifs systématiquement supérieure aux coûts de fourniture qui leur seront
5 imputés alors que pour la clientèle domestique, on ne pourra leur facturer qu'une
6 partie des coûts.

7 Il n'apparaît pas possible, selon le Distributeur, d'appliquer ces deux principes
8 simultanément sans remettre en question les niveaux d'interfinancement de
9 chacune des catégories de consommateurs, ce qui n'était pas envisagé par la
10 Régie en 2003. C'est pourquoi, malgré l'intérêt qu'il y aurait d'appliquer le
11 principe de causalité aux coûts d'approvisionnement, Hydro-Québec Distribution
12 réitère sa proposition de répartir les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux
13 selon une approche globale. Cette dernière approche est la seule qui traduit les
14 orientations du gouvernement du Québec telles qu'intégrées dans les décrets sur
15 la répartition des coûts de fourniture patrimoniaux et qui reflète l'interprétation de
16 la Régie de la disposition de sa Loi en regard du maintien de l'interfinancement.

3.2 Politique financière

17 Dans le cadre des dossiers tarifaires antérieurs du Transporteur et du
18 Distributeur, Hydro-Québec avait proposé le traitement de l'ensemble de la
19 politique financière applicable aux deux entités réglementées à l'intérieur d'une
20 cause générique. Plusieurs facteurs militaient en faveur d'une révision commune
21 des paramètres financiers de ses deux entités réglementées dont ceux d'assurer
22 une cohérence réglementaire et financière.

23 Or, les incertitudes majeures subsistant sur le profil de risques du Distributeur
24 empêchaient toute réflexion constructive sur la structure de capital et le taux de
25 rendement approprié. Il est donc important de stabiliser le profil des risques
26 d'affaires et des risques réglementaires avant de fixer ces paramètres et

1 d'entamer la discussion sur une formule automatique d'ajustement du taux de
2 rendement et sur la réglementation incitative qui permettrait théoriquement une
3 bonification de ce taux de rendement.

4 Par ailleurs, Hydro-Québec a compris de la décision D-2003-93 (dossier R-3492-
5 2002, phase 2), que la Régie était préoccupée par l'évolution du coût de la dette
6 et en particulier, par l'impact du taux de change sur ce coût. Ainsi, dans cette
7 même décision, énonçait-elle le principe de dette présumée par lequel le coût de
8 la dette du Distributeur devait être établi distinctement et indépendamment de
9 celui d'Hydro-Québec intégré.

10 Or, depuis cette décision, la devise canadienne s'est fortement appréciée,
11 passant d'un niveau de 0,65\$US / \$CA à un niveau de 0,81\$US / \$CA selon le
12 consensus pour 2006. Cette évolution du taux de change a un impact très
13 favorable sur le coût intégré de la dette et donc, sur les charges financières du
14 Distributeur.

15 On peut donc s'attendre à ce que la révision de la politique financière
16 d'Hydro-Québec pour ses deux entités réglementées conduise à une hausse du
17 coût du capital qui s'ajoutera aux pressions des autres composantes de coûts.
18 Dans ce contexte, le maintien du statu quo est favorable au Distributeur et il est
19 proposé que la politique financière dans le cadre du présent dossier s'inscrive en
20 continuité avec les décisions antérieures.

3.3 Structure tarifaire

21 Dans sa décision D-2005-34, la Régie souscrit fermement au principe que les
22 tarifs reflètent la structure des coûts du service et demande au Distributeur de
23 mettre à jour ses études sur l'adéquation entre les structures tarifaires et les
24 coûts et de proposer sur quelles composantes des tarifs les hausses tarifaires
25 doivent porter.

1 Le Distributeur endosse le principe énoncé par la Régie. Il est de sa
2 responsabilité d'utiliser les leviers disponibles pour d'une part informer sa
3 clientèle de la réalité des coûts avec laquelle il faut composer et d'autre part,
4 proposer des modalités qui permettront d'améliorer le signal de prix reçu par
5 chaque catégorie de clients et qui les inciteront à l'économie d'énergie. Ainsi, les
6 propositions du Distributeur visent à concentrer davantage les hausses sur la
7 composante élastique du tarif. Ces hausses différenciées par composantes de
8 tarifs n'affectent pas l'interfinancement et sont donc pleinement compatibles avec
9 l'application de la Loi sur la Régie de l'énergie.

10 À l'intérieur d'une même catégorie, ces modalités auront pour effet, de façon
11 générale, d'avantager les clients ayant une plus faible consommation
12 d'électricité.

3.4 Réglementation incitative

13 Le modèle de réglementation incitative est généralement considéré supérieur au
14 modèle traditionnel de réglementation économique en ce qu'il s'appuie sur des
15 incitatifs à mieux performer, à l'avantage à la fois de l'actionnaire et des clients.
16 Toutefois, la mise en place d'un tel modèle présuppose que tous les éléments du
17 coût de service sont bien établis. Or, plusieurs éléments fondamentaux du coût
18 de service font encore l'objet de discussions, notamment le compte d'étalement
19 tarifaire, le compte de nivellement pour la température, la méthode de répartition
20 des coûts postpatrimoniaux, les modifications aux structures tarifaires, la
21 politique financière du Distributeur et l'univers des risques dans lequel il doit
22 opérer.

23 Il est donc important de statuer définitivement sur chacun de ces éléments afin
24 de permettre l'évolution du contexte réglementaire vers un cadre plus performant
25 à l'avantage des consommateurs et d'Hydro-Québec Distribution.

1 Entre-temps, Hydro-Québec Distribution est résolument engagée dans une
2 recherche de pistes d'efficacité qui permettent déjà d'absorber une partie des
3 pressions exercées par la croissance de ses activités. Notamment, le
4 Distributeur entend tirer profit des résultats de sa participation au programme de
5 balisage de PA Consulting pour améliorer son efficacité dans ses activités de
6 base. Il a également mis en place les ressources nécessaires pour s'assurer
7 d'une gestion optimale de ses approvisionnements, ce qui implique l'utilisation
8 maximale de l'électricité patrimoniale et un contrôle serré de ses achats
9 postpatrimoniaux.

3.5 Politique de rémunération

10 Le Distributeur croit fermement que l'atteinte des résultats ne peut que reposer
11 sur une main-d'œuvre mobilisée. Le régime de rémunération est un facteur
12 déterminant de cette mobilisation. Le Distributeur, tout comme les autres
13 divisions d'Hydro-Québec, bénéficie de régimes de rémunération variables pour
14 ses employés qui assure une contribution efficace de ceux-ci à l'amélioration de
15 la qualité du service à la clientèle et à l'efficacité du Distributeur, en fonction de
16 cibles établies par le comité de gestion de la Division Distribution. De plus, elle
17 bénéficie de la contribution des employés syndiqués de tous ses fournisseurs
18 internes puisque leur rémunération est en partie liée à la performance du
19 Distributeur.

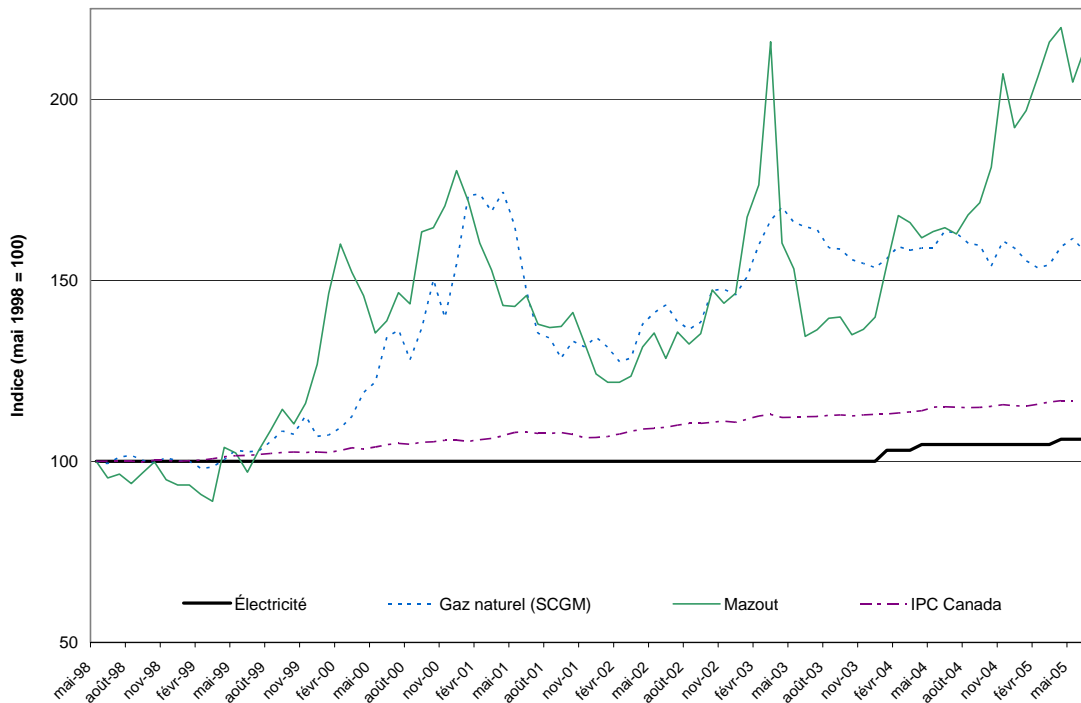
20 Dans le cadre de sa décision D-2005-34, la Régie toutefois souhaitait que les
21 régimes d'intéressement des employés syndiqués du Distributeur s'appuient plus
22 étroitement sur ses activités. Cette réflexion est en cours et le Distributeur
23 veillera à ce que le régime maintienne ses acquis sans impliquer de coûts
24 additionnels pour le Distributeur.

4 IMPACTS TARIFAIRES

1 Tel que le démontre la figure suivante, malgré une hausse de 3 % , les clients
2 domestiques du Distributeur continueront de profiter de la source d'énergie la
3 plus stable pour le chauffage. Ainsi, entre le 1^{er} mai 1998 et le 1^{er} avril 2005, la
4 facture énergétique pour une maison moyenne de 158 m² chauffée à l'électricité
5 a crû de 6,1 % alors que la facture de la même maison, chauffée au mazout ou
6 au gaz naturel, a crû respectivement de 120 % et de 59 %. Cette hausse des
7 prix des combustibles a permis à l'électricité d'améliorer considérablement sa
8 position concurrentielle. La hausse différenciée des composantes des tarifs
9 devrait contribuer à donner un meilleur signal de prix aux consommateurs dans
10 le choix de leur mode de chauffage.

1
2
3

FIGURE 1
CROISSANCE ANNUELLE DES COÛTS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE À MONTRÉAL



4 Malgré la hausse de 3 %, le Distributeur continuera de se situer parmi les
5 compagnies qui offrent en Amérique du Nord, les tarifs les plus bas. En effet,
6 parmi les villes qui font l'objet de la comparaison annuelle des prix effectuée par
7 le Distributeur et, comme l'indique le tableau suivant, seuls les tarifs d'électricité
8 de Manitoba Hydro ainsi que de BC Hydro, de Seattle City Light et de PacifiCorp,
9 pour certaines catégories de clients, sont inférieurs à ceux du Distributeur en
10 date du 1^{er} avril 2005 ¹.

¹ Source : Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines (avril 2005).

1
2
3
4

TABLEAU 3
INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD¹
(AVRIL 2005)

	Clients résidentiels (1 000 kWh)	Clients de petite puissance (40 kW - 10 000 kWh)	Clients de moyenne puissance (1 000 kW - 400 000 kWh)	Clients de grande puissance (5 000 kW - 3 060 000 kWh)
Villes canadiennes				
- Montréal	100	100	100	100
- Toronto	175	135	163	216
- Winnipeg	99	77	74	82
- Edmonton	140	115	120	147
- Vancouver	101	88	76	99
Villes américaines				
- New York	320	265	273	340
- Boston	285	243	253	322
- Chicago	149	148	139	168
- Portland	125	101	90	111
- Seattle	136	91	107	160

Note 1 : Prix calculés en dollars canadiens et excluant toutes taxes de vente

5 La hausse de 3 % par tarif, différenciée par composantes tarifaires pour induire
6 un bon signal de prix, aura des impacts légèrement différents selon les niveau de
7 consommation des clients.

8 Au domestique, la facture mensuelle pour des consommations types augmente
9 de 1,6 % à 3,6 % ce qui représente des hausses de 0,68 \$ à 6,87 \$; ce faisant,
10 les petits consommateurs sont moins affectés que les plus gros consommateurs.
11 Pour le client résidentiel moyen, la facture d'électricité mensuelle augmente de
12 2,76 \$.²

13 Les hausses de factures observées pour des consommations types au tarif L se
14 situent entre 2,8 % et 3,1 %. Ces hausses de facture au tarif M se situent entre
15 2,9 % et 3,1 %. Finalement, selon les hypothèses de consommation retenues,
16 les variations de factures observées au tarif G se situent entre 2,6 % et 3,1 %.

² Voir tous les détails à HQD-13, Document 1.