

INTERFINANCEMENT ET STRATÉGIE TARIFAIRE

TABLE DES MATIÈRES

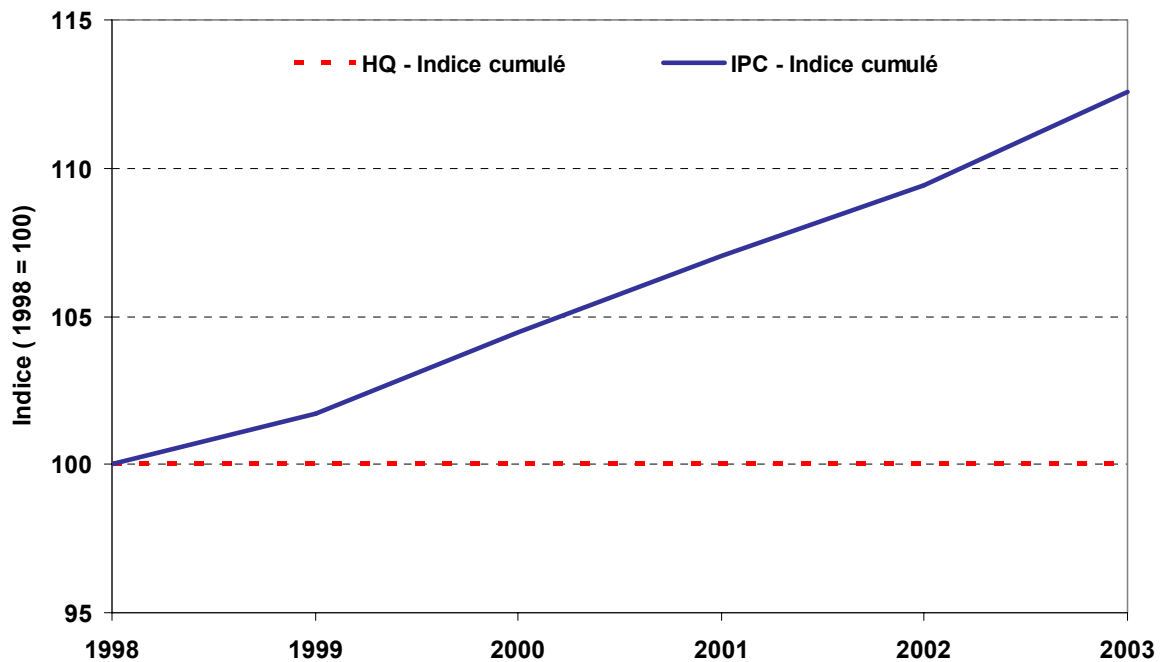
1.	CONTEXTE DE LA DEMANDE	5
2.	ÉTABLISSEMENT DU NIVEAU D'INTERFINANCEMENT PAR CATÉGORIE DE CONSOUMMATEURS	8
2.1	DÉCISION D-2003-93 DE LA RÉGIE RELATIVEMENT À L'INTERFINANCEMENT	8
2.2	CALCUL DE L'INTERFINANCEMENT POUR LES ANNÉES 2002 À 2004	9
2.3	ÉVOLUTION DE L'INTERFINANCEMENT	13
3.	STRATÉGIE TARIFAIRE.....	14
3.1	HAUSSES TARIFAIRES PROPOSÉES	14
3.2	IMPACT DES HAUSSES TARIFAIRES SUR L'ÉCART ENTRE LES REVENUS REQUIS ET LES REVENUS PRÉVUS.....	17
3.3	IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT	18
4.	POSITION CONCURRENTIELLE	20
4.1	POSITION CONCURRENTIELLE AU QUÉBEC	20
4.2	COMPARAISON DES PRIX EN AMÉRIQUE DU NORD	22
5.	TARIFS PROPOSÉS.....	24
5.1	NOUVELLE GRILLE DES TARIFS	24
5.2	CALCUL DES NOUVEAUX TARIFS.....	24
	ANNEXE 1 - GRILLE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ.....	27

1. CONTEXTE DE LA DEMANDE

1 Les tarifs du Règlement tarifaire n° 663 ont été fixés le 1^{er} mai 1998 et maintenus à
2 leur niveau actuel depuis plus de 5 ans et ce dans un contexte de hausse des prix
3 généralisée. La clientèle québécoise a ainsi pu profiter de bas tarifs et de gains
4 appréciables en termes réels.

5 La figure 1 met en évidence le gain réel dont a bénéficié la clientèle d'Hydro-
6 Québec Distribution depuis l'entrée en vigueur du gel des tarifs, alors que l'indice
7 des prix à la consommation a augmenté de 12,6 %.

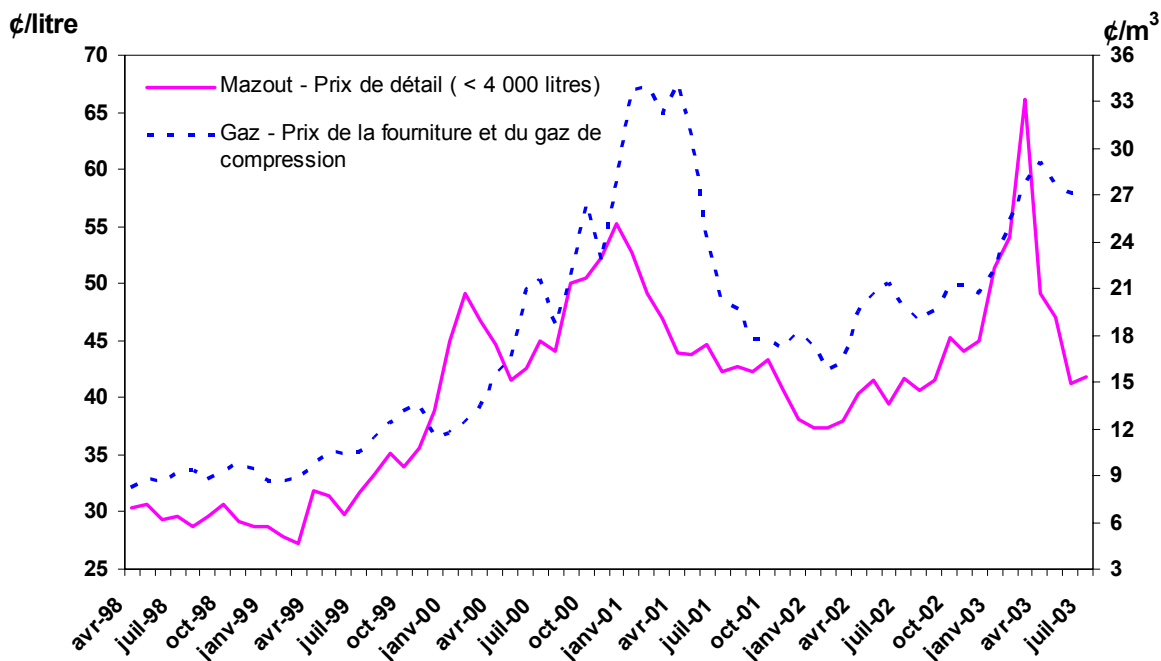
FIGURE 1
ÉVOLUTION DES INDICES DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DE L'INFLATION 1998-2003



8 Comme le démontre également la figure 2, la clientèle d'Hydro-Québec Distribution
9 a pu bénéficier de cette stabilité des prix de l'électricité durant une période où les
10 prix du mazout et du gaz naturel ont connu une croissance marquée et une grande

1 volatilité. En effet, entre le 1^{er} mai 1998 et 1^{er} mai 2003, pour une maison
2 unifamiliale moyenne de 158 m², un client chauffé au gaz naturel a vu sa facture
3 augmenter de 56 %, alors qu'un même client chauffé au mazout a subi une
4 augmentation de 53 %, ce qui représente des augmentations annuelles moyennes
5 d'environ 9 %.

FIGURE 2
ÉVOLUTION DU PRIX DES COMBUSTIBLES



6 Tout au long de cette période, Hydro-Québec Distribution a investi beaucoup de
7 ressources pour améliorer sa performance et son efficacité (voir HQD-2,
8 document 1). Toutefois, malgré une baisse des charges financières due à une
9 conjoncture favorable et aux impacts positifs résultant d'une optimisation accrue du
10 réseau de distribution, les données financières d'Hydro-Québec Distribution
11 indiquent un important déficit pour les années 2003 et 2004, si les tarifs d'électricité
12 actuels étaient maintenus.

1 Selon le tableau 1, les revenus requis du Distributeur représentent un montant
2 global de 8 925 M\$ en 2003. Compte tenu des tarifs en vigueur ainsi que de la
3 prévision de la demande des marchés québécois, les revenus prévus par le
4 Distributeur pour cette même année s'élèvent à 8 500 M\$. Il en résulte un déficit de
5 425 M\$. Si aucun ajustement n'est apporté aux tarifs, le déficit en 2004 s'élèvera à
6 492 M\$.

TABLEAU 1
DÉFICIT DU DISTRIBUTEUR 2003 ET 2004

Année	Revenus requis (M\$)	Revenus prévus (M\$)	Déficit (M\$)
2003	8 925	8 500	425
2004	9 090	8 598	492

7 Une partie de ce déficit est liée au tarif BT faisant l'objet d'un traitement
8 réglementaire distinct et pour lequel un compte de frais reportés est demandé à la
9 Régie (voir HQD-3, document 2). Si on exclut la part attribuable au tarif BT, le
10 déficit du Distributeur demeure très élevé et est évalué à 414 M\$ en 2003 et
11 415 M\$ en 2004.

12 Pour combler le déficit résiduel, des hausses de tarifs sont nécessaires. Ces
13 hausses permettront de régulariser la situation financière du Distributeur et la
14 rendre comparable à celle des autres distributeurs réglementés.

15 Le Distributeur articule sa stratégie tarifaire autour des éléments suivants :

- 16 • rattrapage graduel des coûts ;
- 17 • atteinte du plein rendement autorisé par la Régie ;
- 18 • absence de rétro facturation ;
- 19 • respect de l'interfinancement ;

- 1 • traitement réglementaire distinct du déficit associé au tarif BT.

2. ÉTABLISSEMENT DU NIVEAU D'INTERFINANCEMENT PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS

2.1 Décision D-2003-93 de la Régie relativement à l'interfinancement

2 Dans sa décision D-2003-93, la Régie interprète l'article 52.1, alinéa 4, avant de
3 statuer sur une méthode de mesure du niveau d'interfinancement. Cet alinéa stipule
4 que le tarif d'une catégorie de consommateurs ne peut être modifié afin d'atténuer
5 l'interfinancement. Selon la Régie, ce dernier doit être interprété de manière à
6 respecter les grands principes de la tarification, d'une part, et à refléter la nature
7 évolutive de l'interfinancement, d'autre part.

8 Concernant la mesure du niveau d'interfinancement, la Régie retient le ratio
9 revenus/coûts généralement utilisé et l'indice proposé par le Distributeur (indice
10 HQD) qui tient compte de la situation particulière où le rendement n'est pas encore
11 atteint. Ces deux mesures deviennent équivalentes dans la situation où le
12 rendement est atteint.

13 La Régie retient également l'établissement d'une balise qui lui permette de suivre
14 l'évolution du niveau d'interfinancement dans le temps, sans rigidité excessive.
15 L'année 2002 a été choisie comme année de référence pour établir cette balise,
16 dans la mesure où elle constitue la première année d'application des nouvelles
17 dispositions législatives. La Régie croit toutefois qu'une application trop stricte de
18 cette balise serait inappropriée, car l'étude d'un dossier tarifaire doit permettre la
19 prise en considération du contexte à l'intérieur duquel se situe le dossier. Cette
20 question sera développée dans la section 2.3.

21 Enfin, la Régie a demandé au Distributeur de présenter séparément les contrats
22 spéciaux et les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours dans
23 les tableaux d'interfinancement, pour permettre une évaluation plus complète des
24 revenus, des coûts et des ajustements tarifaires accordés. Par conséquent, le

1 tableau qui présente l'interfinancement incorpore maintenant l'information
2 permettant de traiter de façon différenciée les contrats spéciaux et les tarifs de
3 gestion de la consommation et d'énergie de secours.

2.2 Calcul de l'interfinancement pour les années 2002 à 2004

4 Les tableaux 2 à 4 présentent, par catégorie de consommateurs, les revenus requis
5 avant interfinancement, les revenus prévus (ou réels) sur la base des tarifs actuels,
6 les indices d'interfinancement et les revenus requis avec interfinancement pour les
7 années 2002, 2003 et 2004. Les catégories de consommateurs se composent des
8 clients domestiques (tarifs D, DM, DH et DT), des clients petite puissance (tarifs G,
9 G-9, éclairage public et à forfait), des clients moyenne puissance (tarif M) et des
10 clients grande puissance (tarifs L et H). Les tableaux sont complétés par l'ajout des
11 contrats spéciaux et des tarifs de gestion de la consommation (tarifs BT, MR, LR et
12 LC) et d'énergie de secours (tarifs GD, LD et LP), afin d'obtenir des résultats qui
13 présentent une image complète des revenus et des coûts.

14 Les revenus requis avant interfinancement par catégorie de consommateurs
15 représentent l'ensemble des coûts d'approvisionnement, de transport, de
16 distribution et de services à la clientèle, incluant le rendement sur l'avoir propre,
17 engagés par le Distributeur pour offrir le service à ses clients. Les revenus des
18 années 2003 et 2004 ont été établis sur la base des tarifs actuels sans hausse
19 tarifaire.

TABLEAU 2
ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2002

	(1)	(2)	(3)= (2)/(1)	(4)	(5) = (1)*(4)
	Revenus requis avant inter- financement (M\$)	Revenus réels (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)	Revenus requis avec inter- financement (M\$)
Domestique	4 377	3 231	73,8	80,2	3 510
Petite puissance	952	1 079	113,3	123,1	1 172
Moyenne puissance	1 223	1 471	120,2	130,6	1 597
Grande puissance	1 624	1 746	107,5	116,8	1 897
Total – Tarifs réguliers	8 176	7 527	92,1	100,0	8 176
Contrats spéciaux	487	487	100,0	100,0	487
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	59	54	91,3	100,0	59
Total	8 722	8 067	92,5	100,0	8 722

1 L'indice d'interfinancement HQD est obtenu à partir de l'équation suivante qui prend
 2 en compte le fait que les revenus prévus totaux du Distributeur sont actuellement
 3 inférieurs à ses revenus requis totaux.

$$4 \frac{\text{Revenus prévus de la catégorie} / \text{Revenus prévus totaux}}{\text{Revenus requis avant interfinancement de la catégorie} / \text{Revenus requis totaux}}$$

5 Lorsque le Distributeur atteint son rendement et que les revenus prévus totaux
 6 égalent les revenus requis totaux, l'indice d'interfinancement calculé avec la
 7 formule simplifiée à la colonne (3) du tableau 2 donne le même résultat que celui
 8 obtenu avec la méthode HQD.

1 Les revenus requis totaux et les revenus prévus totaux correspondent aux revenus
2 des tarifs réguliers et excluent donc les contrats spéciaux et les tarifs de gestion de
3 la consommation et d'énergie de secours.

4 Puisque les modalités tarifaires des contrats spéciaux sont fixées par le
5 gouvernement sans perte pour le Distributeur, les revenus requis correspondent
6 aux revenus prévus¹. La Régie de l'énergie n'ayant pas le pouvoir de modifier le
7 niveau de revenus générés par cette catégorie de clients, les revenus prévus
8 doivent nécessairement correspondre aux revenus requis avec interfinancement :
9 cette catégorie de clients se voit donc attribuer un indice d'interfinancement égal à
10 100 %.

11 En ce qui concerne les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de
12 secours, le Distributeur est d'avis que ces tarifs doivent générer des revenus
13 équivalents aux revenus requis. Cette proposition est conforme à l'alinéa 2 de
14 l'article 52.1 spécifiant que les tarifs de gestion de consommation et d'énergie de
15 secours peuvent être fixés par la Régie en fonction de toute autre méthode qu'elle
16 juge appropriée, notamment en fonction des prix de marché. Puisque cette
17 particularité ne s'applique pas aux autres catégories de consommateurs, il est
18 approprié d'exclure les tarifs de gestion de consommation et d'énergie de secours
19 de la péréquation qui existe entre les tarifs et de fixer à 100 % l'indice
20 d'interfinancement.

¹ Article 52.2, alinéa 3 de la Loi sur la Régie de l'énergie : "*Pour les contrats spéciaux conclus en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon leurs caractéristiques de consommation, et celui-ci n'affecte pas le coût de fourniture du distributeur d'électricité applicable aux autres catégories de consommateurs aux fins de l'article 52.1.*"

TABLEAU 3
ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2003

	(1)	(2)	(3)= (2)/(1)	(4)	(5) = (1)*(4)
	Revenus requis avant inter- financement (M\$)	Revenus prévus (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)	Revenus requis avec inter- financement (M\$)
Domestique	4 429	3 412	77,0	81,1	3 590
Petite puissance	934	1 078	115,4	121,4	1 134
Moyenne puissance	1 244	1 535	123,4	129,8	1 615
Grande puissance	1 693	1 864	110,1	115,9	1 961
Total – Tarifs réguliers	8 299	7 889	95,1	100,0	8 299
Contrats spéciaux	551	551	100,0	100,0	551
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	75	60	80,8	100,0	75
Total	8 925	8 500	95,2	100,0	8 925

TABEAU 4
ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2004

	(1)	(2)	(3)= (2)/(1)	(4)	(5) = (1)*(4)
	Revenus requis avant inter- financement (M\$)	Revenus prévus (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)	Revenus requis avec inter- financement (M\$)
Domestique	4 437	3 404	76,7	80,6	3 579
Petite puissance	940	1 088	115,6	121,6	1 143
Moyenne puissance	1 269	1 573	124,0	130,3	1 654
Grande puissance	1 715	1 889	110,1	115,8	1 986
Total – Tarifs réguliers	8 362	7 954	95,1	100,0	8 362
Contrats spéciaux	581	578	99,4	100,0	581
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	146	66	44,7	100,0	146
Total	9 090	8 598	94,6	100,0	9 090

2.3 Évolution de l'interfinancement

1 Le tableau 5 présente le sommaire des indices d'interfinancement par catégorie
2 tarifaire pour les années 2002 à 2004, en supposant que les tarifs actuels soient
3 maintenus. Ces mesures constituent une référence pour apprécier l'impact des
4 hausses tarifaires proposées.

5 Les résultats montrent une certaine inertie des indices d'interfinancement d'une
6 année à l'autre. Toutefois ces résultats illustrent aussi, comme le soulignait la Régie
7 dans sa décision D-2003-93, que l'interfinancement est un concept dont la réalité se
8 modifie constamment en fonction de l'évolution des ventes consommées par
9 chaque catégorie tarifaire ainsi que de coûts qui y sont associés. Les indices du

- 1 tableau 5 représentent donc des balises autour desquelles doit se maintenir
2 l'interfinancement.

TABLEAU 5
ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT HQD DE 2002 À 2004

	2002	2003	2004
	(%)	(%)	(%)
Domestique	80,2	81,1	80,6
Petite puissance	123,1	121,4	121,6
Moyenne puissance	130,6	129,8	130,3
Grande puissance	116,8	115,9	115,8
Total – Tarifs réguliers	100,0	100,0	100,0
Contrats spéciaux	100,0	100,0	100,0
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	100,0	100,0	100,0
Total	100,0	100,0	100,0

3. STRATÉGIE TARIFAIRE

3.1 Hausses tarifaires proposées

3 Avec l'adoption par le gouvernement, le 11 août 2003, du décret abolissant le gel
4 tarifaire prévu jusqu'au 30 avril 2004, le Distributeur est autorisé à présenter à la
5 Régie une demande pour la hausse des tarifs de l'électricité dès 2003. Cependant,
6 le Distributeur ne souhaite pas de rétro facturation et doit disposer d'un délai
7 suffisant entre la décision de la Régie et l'entrée en vigueur de la nouvelle grille
8 tarifaire.

9 C'est ainsi que le Distributeur demande à la Régie de l'énergie d'approuver, par une
10 décision à être rendue au plus tard le 12 septembre 2003, une augmentation

1 uniforme des tarifs de 3 % le 1^{er} octobre 2003. Le Distributeur demande également
2 à la Régie d'approuver une augmentation uniforme des tarifs de 2,98 % le 1^{er} avril
3 2004, le tout selon les prix proposés à l'annexe 1 de cette preuve. Le Distributeur
4 propose pour 2003 et 2004 un rattrapage graduel des coûts par le biais de hausses
5 tarifaires uniformes qui n'affectent pas le niveau d'interfinancement actuel,
6 conformément à l'opinion de la Régie. Les deux hausses porteront également de
7 façon uniforme sur les différentes composantes des tarifs puisque l'étude des
8 structures tarifaires se fera lors de la phase 3 de la présente cause².

9 Ces hausses tarifaires s'appliquent aussi aux tarifs de gestion de la consommation
10 et d'énergie de secours dont les prix ont été, historiquement et par souci d'équité,
11 ajustés en fonction de la hausse des tarifs généraux (tarifs BT, GD et LP) ou, pour
12 les tarifs plus récents, selon une entente convenue avec le Producteur, comme
13 c'est le cas pour le tarif LD³.

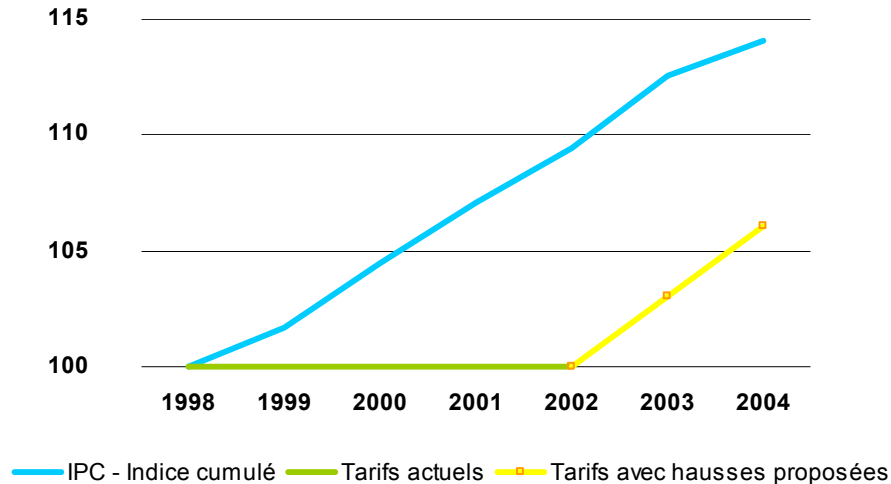
14 La figure 3 présente l'évolution des tarifs d'Hydro-Québec Distribution et des prix à
15 la consommation depuis 1998, incluant les deux hausses proposées. Les taux
16 d'inflation prévus pour les années 2003 et 2004 sont de 2,9 % et 1,3 %
17 respectivement, ce qui signifie qu'avec les deux hausses de 3 % et 2,98 %
18 demandées, la clientèle connaîtra une hausse en termes réels de moins de 1 % en
19 moyenne pour ces deux années. Les gains en termes réels accumulés par la
20 clientèle depuis 1998 sont donc pour l'essentiel maintenus.

² Tel que décidé dans la décision procédurale sur la phase 2, D-2003-138, le 7 juillet 2003.

³ Pour le tarif LD, voir R-3466-2001, Document 1, page 8.

FIGURE 3

ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION



1 Le tableau 6 illustre les effets des hausses proposées sur la facture d'électricité des
 2 clients résidentiels. Pour le client résidentiel moyen, la facture d'électricité annuelle
 3 augmentera de 33 \$ et 34 \$ respectivement en 2003 et 2004.

TABLEAU 6
EFFETS DES HAUSSES PROPOSÉES SUR LES FACTURES MENSUELLES MOYENNES
POUR LA CLIENTÈLE RÉSIDENNELLE

Consommation annuelle moyenne	Facture mensuelle moyenne			Augmentations	
	Actuelle	2003	2004	2003	2004
	(en \$)	(en \$)	(en \$)	(en \$)	(en \$)
Moyenne des clients (17 849 kWh)	91,68	94,43	97,24	2,75	2,81
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (20 461kWh)	103,93	107,04	110,23	3,11	3,19
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (12 745 kWh)	67,75	69,78	71,86	2,03	2,08
Client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité (26 000 kWh)	132,42	136,42	140,42	4,00	4,00

3.2 Impact des hausses tarifaires sur l'écart entre les revenus requis et les revenus prévus

1 Cette proposition tarifaire permet d'augmenter les revenus du Distributeur de 65 M\$
 2 en 2003 et de 415 M\$ en 2004, tel que présenté au tableau 7. Grâce à ces
 3 augmentations tarifaires, le déficit du Distributeur sera ramené à 360 M\$ en 2003,
 4 alors qu'en 2004, les revenus prévus seront équivalents aux revenus requis, en
 5 supposant la mise en place d'un compte de frais reportés pour couvrir les pertes
 6 reliées à l'alimentation du tarif BT. Plus précisément, les hausses tarifaires de 2003
 7 et 2004 permettront au Distributeur de réaliser un bénéfice de 181 M\$ en 2004.

**TABLERAU 7
REVENUS GÉNÉRÉS PAR LES HAUSSES TARIFAIRES DE 2003 ET 2004**

	2003	2004			Variation totale de revenus (M\$)
	Hausse 1 ^{er} oct. 2003 (M\$)	Hausse 1 ^{er} oct. 2003 (M\$)	Hausse 1 ^{er} avril 2004 (M\$)	Total 2004 (M\$)	
Domestique	29	102	68	170	200
Petite puissance	9	33	24	56	65
Moyenne puissance	12	47	35	82	94
Grande puissance	14	57	43	99	113
Total – Tarifs réguliers	64	239	170	408	472
Contrats spéciaux	0	3	0	4	4
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	1	2	1	3	4
Total	65	244	171	415	480

TABLEAU 8

**DÉFICIT DU DISTRIBUTEUR PAR CATÉGORIES TARIFAIRES EN 2003 ET 2004
INCLUANT LES HAUSSES TARIFAIRES DE 3 % DU 1^{ER} OCTOBRE 2003
ET DE 2,98 % DU 1^{ER} AVRIL 2004**

	2003			2004		
	Revenus requis (M\$)	Revenus prévus après hausse (M\$)	Écart (M\$)	Revenus requis (M\$)	Revenus prévus après hausse (M\$)	Écart (M\$)
Domestique	4 429	3 441	-987	4 437	3 574	-863
Petite puissance	934	1 087	152	940	1 144	204
Moyenne puissance	1 244	1 547	304	1 269	1 656	387
Grande puissance	1 693	1 878	185	1 715	1 988	273
Total – Tarifs réguliers	8 299	7 953	-346	8 362	8 362	0
Contrats spéciaux	551	551	0	581	581	0
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	75	61	-14	146	69	-77
Total	8 925	8 565	-360	9 090	9 012	-77

3.3 Impact sur l'interfinancement

1 L'augmentation des tarifs ne modifie pas les indices d'interfinancement dans la
2 mesure où elle est appliquée uniformément. Les légers écarts que l'on peut
3 observer aux tableaux 9 et 10 s'expliquent uniquement par la non concordance de
4 la date de début de l'année financière avec la date des augmentations tarifaires. En
5 effet, chacune des catégories de consommateurs a un profil annuel de la
6 consommation qui lui est propre. Par exemple, la clientèle domestique se
7 caractérise par un profil de consommation saisonnier – avec une consommation
8 plus importante en hiver qu'en été – ainsi, une augmentation tarifaire après la

- 1 période d'hiver générera relativement moins de revenus chez cette clientèle
- 2 lorsqu'évaluée sur la base de l'année financière.

TABLEAU 9
ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2003
INCLUANT LA HAUSSE TARIFAIRE DE 3 % LE 1^{ER} OCTOBRE 2003

	Revenus requis avant inter- financement (M\$)	Revenus prévus avant hausse (M\$)	Hausse tarifaire du 1 ^{er} octobre 2003 (M\$)	Revenus prévus + hausse 1 ^{er} octobre 2003 (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)
Domestique	4 429	3 412	29	3 441	77,7	81,1
Petite puissance	934	1 078	9	1 087	116,3	121,4
Moyenne puissance	1 244	1 535	12	1 547	124,4	129,8
Grande puissance	1 693	1 864	14	1 878	110,9	115,8
Total – Tarifs réguliers	8 299	7 889	64	7 953	95,8	100,0
Contrats spéciaux	551	551	0	551	100,0	100,0
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	75	60	1	61	81,6	100,0
Total	8 925	8 500	65	8 565	96,0	100,0

TABLEAU 10
ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2004
INCLUANT LES HAUSSES TARIFAIRES DE 3 % DU 1^{ER} OCTOBRE 2003
ET DE 2,98 % DU 1^{ER} AVRIL 2004

	Revenus requis avant inter- financement (M\$)	Revenus prévus après hausse de 2003 (M\$)	Hausse tarifaire du 1 ^{er} avril 2004 (M\$)	Revenus prévus + hausse 2003 et 2004 (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)
Domestique	4 437	3 506	68	3 574	80,6	80,6
Petite puissance	940	1 120	24	1 144	121,7	121,7
Moyenne puissance	1 269	1 620	35	1 656	130,5	130,5
Grande puissance	1 715	1 946	43	1 988	115,9	115,9
Total – Tarifs réguliers	8 362	8 193	170	8 362	100,0	100,0
Contrats spéciaux	581	581	0	581	100,0	100,0
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	146	67	1	69	46,9	100,0
Total	9 090	8 842	171	9 012	99,2	100,0

4. POSITION CONCURRENTIELLE

1 Bien qu'il possède un monopole sur la vente au détail de l'électricité au Québec⁴, le
2 Distributeur fait face à la concurrence pour certains usages et dans certains
3 marchés.

4.1 Position concurrentielle au Québec

4 Au Québec, la concurrence se manifeste principalement au niveau des usages de
5 chauffe, où le gaz naturel et le mazout constituent une alternative pour les
6 consommateurs. Pour avoir une juste appréciation de la position concurrentielle des

⁴ Exception faite des réseaux municipaux et de la coopérative régionale d'électricité de St-Jean-Baptiste-de-Rouville.

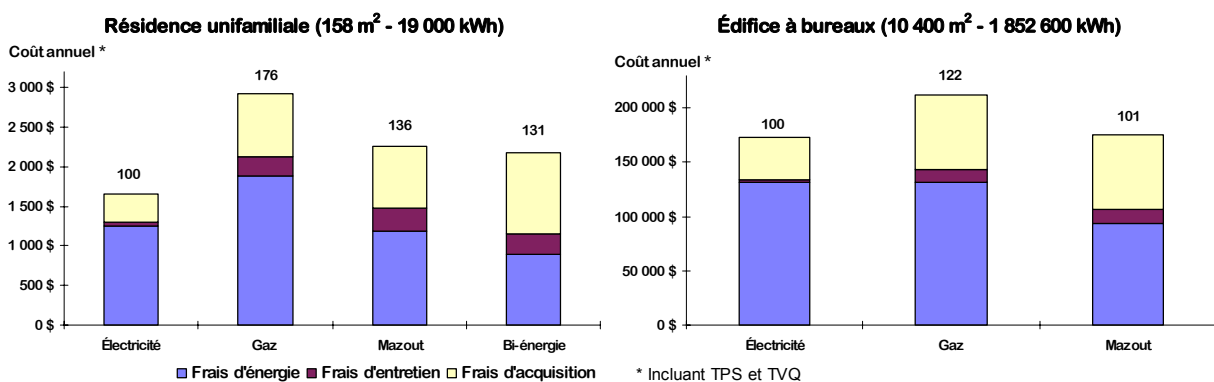
1 options énergétiques sur ce marché, il faut non seulement tenir compte du prix de
2 l'énergie mais également considérer d'autres facteurs tels que les coûts
3 d'acquisition, d'installation et d'entretien.

4 Comme la figure 4 l'indique, le chauffage électrique des locaux et de l'eau est
5 nettement avantageux pour une résidence unifamiliale type lorsque l'on tient
6 compte des faibles coûts d'acquisition, d'installation et d'entretien des systèmes
7 électriques. Dans le domaine commercial, la position de l'électricité pour le
8 chauffage reste également avantageuse bien que la concurrence soit plus vive de
9 la part des combustibles.

10 Néanmoins, à la marge dont dispose l'électricité dans le domaine commercial et
11 institutionnel, il faut ajouter l'avantage que représente une évolution des prix plus
12 stable, indépendante des événements imprévisibles sur la scène internationale. En
13 effet, les variations récentes des prix des combustibles ont été importantes, créant
14 ainsi un environnement instable et peu attrayant pour le consommateur.

15 Par conséquent, les hausses tarifaires proposées n'auront qu'un impact négligeable
16 sur la position concurrentielle, tant pour le secteur résidentiel que commercial.

FIGURE 4
POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITÉ
POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX ET DE L'EAU
(JUILLET 2003)



4.2 Comparaison des prix en Amérique du Nord

1 Hydro-Québec Distribution évalue également sa position concurrentielle en suivant
2 de près l'évolution des prix de l'électricité sur le marché nord-américain car l'accès
3 à une énergie électrique fiable à prix abordable contribue pour beaucoup au
4 dynamisme de l'économie du Québec.

5 Ainsi, la clientèle résidentielle d'Hydro-Québec Distribution bénéficie du confort de
6 l'électricité et ce, à coût faible et stable, profitant ainsi d'une meilleure qualité de vie.
7 Par ailleurs, le coût de l'électricité, au même titre que la disponibilité de la matière
8 première et la qualité de la main d'œuvre, est un critère important lors du choix de
9 localisation des entreprises. Comme le coût de l'électricité constitue une
10 composante importante du coût de revient dans de nombreux secteurs d'activité,
11 les clients d'Hydro-Québec Distribution ont une longueur d'avance sur bon nombre
12 de leurs concurrents.

13 En effet, comme l'indique le tableau 11, les tarifs du Distributeur se comparent très
14 avantageusement avec les tarifs des autres compagnies. Il n'y a en fait que les
15 tarifs de Manitoba Hydro et BC Hydro qui sont égaux ou inférieurs à ceux d'Hydro-
16 Québec Distribution. Leurs bas tarifs s'expliquent par plusieurs facteurs qui varient
17 d'une compagnie à l'autre, par exemple : équipements moins récents (donc coûts
18 d'amortissement moins élevés), plus petits réseaux de transport, déficit moins élevé
19 des réseaux autonomes, moins de chauffage électrique et interfinancement moins
20 important entre les catégories tarifaires.

TABLEAU 11⁵
INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD
TARIFS ACTUELS D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
(MAI 2002)

	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 (Québec)	100	100	100	100
- Edmonton (Alberta)	185	147	143	172
- Toronto (Ontario)	160	118	131	174
- Vancouver (C.-B.)	101	89	75	100
- Winnipeg (Manitoba)	98	77	73	80
Villes américaines				
- Boston (Massachusetts)	299	263	269	324
- Chicago (Illinois)	202	201	189	228
- New York (New York)	321	255	248	269
- Seattle (Washington)	185	125	147	219

* Prix calculés en dollars canadiens et excluant toute taxe de vente

1 De plus, depuis le 1^{er} mai 1998, la majorité des compagnies ont connu des hausses
 2 tarifaires. BC Hydro, qui a connu un gel de tarifs depuis 1993, envisage de
 3 soumettre pour approbation à son organisme de réglementation, la BCUC, dès
 4 2004, des demandes de hausses allant de 3 à 6,5 % par année pour une période
 5 de 3 ans⁶. D'autre part, au Canada, des hausses de factures importantes ont été
 6 observées ces dernières années en Alberta et en Ontario, là où le marché de détail
 7 a été déréglementé. Dans ce contexte, le niveau et la prévisibilité des prix
 8 qu'Hydro-Québec Distribution offre aux entreprises leur donne l'opportunité de

⁵ Source : Hydro-Québec (2002), *Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines*.

⁶ BC Hydro's Service Plan for Fiscal Years 2003/2004 to 2005/2006 (Février 2003)

1 prendre de meilleures décisions de long terme pour leur croissance et leur
2 expansion.

5. TARIFS PROPOSÉS

5.1 Nouvelle grille des tarifs

3 La nouvelle grille tarifaire est présentée à l'annexe 1.

5.2 Calcul des nouveaux tarifs

4 La structure d'un tarif est formée de plusieurs éléments que l'on regroupe en trois
5 composantes : la redevance d'abonnement, la puissance et l'énergie. Chacun de
6 ces éléments se voit attribuer un prix exprimé en ¢/jour ou \$/mois, en \$/kW et en
7 ¢/kWh auxquels on applique certaines contraintes dans un souci de simplicité pour
8 la clientèle. Les deux principales contraintes que le Distributeur s'est données sont
9 les suivantes :

- 10 • Les prix sont limités à deux décimales. Entre autres, les prix de l'énergie
11 (¢/kWh) et de la puissance (\$/kW) sont limités à deux chiffres après la virgule.
12 Par exemple, le prix actuel de la première tranche au tarif D est de 4,74 ¢/kWh.
- 13 • Les prix applicables sur une base mensuelle ou hebdomadaire doivent être
14 divisibles par le nombre de jours correspondant afin d'assurer la facturation du
15 service pour un nombre de jours différent. Par exemple, la redevance
16 d'abonnement mensuelle au tarif G s'élève actuellement à 11,67 \$/mois. Si le
17 client est facturé pour une période de 20 jours, le montant de la redevance
18 s'élève à 11,67 \$ / 30 jours, soit 0,389 \$ / jours, que l'on multiplie par 20 jours,
19 soit 7,780 \$⁷.

⁷ Voir l'article 310 du Règlement tarifaire n°663.

- 1 L'augmentation uniforme des tarifs consiste à :
- 2 1. modifier le prix de chacun des éléments du taux d'augmentation
3 proposé,
- 4 2. ajuster ces prix afin qu'ils respectent les contraintes mentionnées
5 précédemment,
- 6 3. s'assurer que le résultat final, c'est-à-dire l'ensemble des tarifs d'une
7 même catégorie de consommateurs, génère des revenus
8 additionnels équivalents au taux d'augmentation proposé.
- 9 Pour chaque catégorie tarifaire, tous les éléments des tarifs ont été modifiés en
10 fonction de ce processus.
- 11 La révision des frais de service est exclue de la présente cause et sera discutée
12 lors de la phase 3.

**ANNEXE 1 -
GRILLE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ**

**(Hausses moyennes des tarifs de 3 % au 1^{er} octobre 2003
et de 2,98 % au 1^{er} avril 2004)**

Grille des tarifs d'électricité

Hausses moyennes de 3,0% en 2003 et 2,98% en 2004

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1er oct. 2003	Prix 1er avr. 2004	Variation 1er oct. 2003	Variation 1er avr. 2004
8	<i>D</i>	Redevance d'abonnement par jour	39,00¢	40,17¢	41,34¢	3,0%	2,9%
		30 premiers kWh par jour	4,74¢	4,88¢	5,03¢	3,0%	3,1%
		Reste de l'énergie	5,97¢	6,15¢	6,33¢	3,0%	2,9%
		Prime de puissance, hiver (>50kW)	3,06\$	3,15\$	3,24\$	2,9%	2,9%
19	<i>DM</i>	Redevance d'abonn./jr par multiplicateur	39,00¢	40,17¢	41,34¢	3,0%	2,9%
		30 premiers kWh/jr par multiplicateur	4,74¢	4,88¢	5,03¢	3,0%	3,1%
		Reste de l'énergie	5,97¢	6,15¢	6,33¢	3,0%	2,9%
		Prime de puissance, hiver (>50kW)	0,75\$	0,78\$	0,81\$	4,0%	3,8%
21	<i>Rabais pour fourniture en moyenne ou en haute tension</i>	5 kV, mais inférieure à 50 kV	0,199¢	0,205¢	0,211¢	3,0%	2,9%
		50 kV, mais inférieure à 170 kV	0,250¢	0,257¢	0,265¢	2,8%	3,1%
		170 kV	0,340¢	0,350¢	0,360¢	2,9%	2,9%
27	<i>DT</i>	Redevance d'abonnement par jour	39,00¢	40,17¢	41,34¢	3,0%	2,9%
		T° >= -12°C ou -15°C	3,47¢	3,57¢	3,68¢	2,9%	3,1%
		T° < -12°C ou -15°C	15,54¢	16,01¢	16,49¢	3,0%	3,0%
38	<i>DH</i>	Redevance d'abonnement par jour	39,00¢	40,17¢	41,34¢	3,0%	2,9%
		Été, reste hiver	3,51¢	3,62¢	3,73¢	3,1%	3,0%
		6 à 11h et 15 à 22h, semaine hiver	12,96¢	13,35¢	13,75¢	3,0%	3,0%
42	<i>G</i>	Redevance d'abonnement par mois	11,67\$	12,03\$	12,39\$	3,1%	3,0%
		Prime de puissance (>40 kW)	13,59\$	14,01\$	14,40\$	3,1%	2,8%
		11 700 premiers kWh par mois	7,41¢	7,63¢	7,86¢	3,0%	3,0%
		Reste de l'énergie	3,74¢	3,85¢	3,96¢	2,9%	2,9%
		Minimum par mois - Polyphasée	35,01\$	36,09\$	37,17\$	3,1%	3,0%
47	<i>G courte durée</i>	Majoration de la redevance et du montant mensuel minimal au tarif G	11,67\$	12,03\$	12,39\$	3,1%	3,0%
		Majoration de la prime de puissance mensuelle au tarif G en période d'hiver	4,71\$	4,86\$	5,01\$	3,2%	3,1%
49	<i>Activités d'hiver</i>	Majoration de la facture	8%	8%	8%	s.o	s.o
51	<i>G-9</i>	Prime de puissance	3,51\$	3,60\$	3,72\$	2,6%	3,3%
		Prix de l'énergie	7,67¢	7,91¢	8,14¢	3,1%	2,9%
		Minimum par mois - monophasée	11,67\$	12,03\$	12,39\$	3,1%	3,0%
		Minimum par mois - polyphasée	35,01\$	36,09\$	37,17\$	3,1%	3,0%
54	<i>G-9 courte durée</i>	Majoration du montant mensuel minimal au tarif G-9	11,67\$	12,03\$	12,39\$	3,1%	3,0%
		Majoration de la prime de puissance mensuelle au tarif G-9 en période d'hiver	4,71\$	4,86\$	5,01\$	3,2%	3,1%
59	<i>GD</i>	Prime de puissance	4,35\$	4,47\$	4,59\$	2,8%	2,7%
		Prix de l'énergie - été	4,50¢	4,64¢	4,78¢	3,1%	3,0%
		Prix de l'énergie - hiver	11,49¢	11,83¢	12,18¢	3,0%	3,0%
65	<i>M</i>	Prime de puissance	11,97\$	12,33\$	12,69\$	3,0%	2,9%
		Premiers 210 000 kWh	3,72¢	3,83¢	3,95¢	3,0%	3,1%
		Reste de l'énergie	2,42¢	2,49¢	2,56¢	2,9%	2,8%
68	<i>M</i>	Prime de dépassement mensuelle	12,78\$	13,17\$	13,56\$	3,1%	3,0%
72	<i>M courte durée</i>	Majoration de la prime de puissance mensuelle en hiver	4,71\$	4,86\$	5,01\$	3,2%	3,1%
83 et 84	<i>Rodage de nouveaux équipements</i>	Majoration du prix moyen	4%	4%	4%	s.o	s.o
100	<i>MR</i>	Prime de puissance	11,97\$	12,33\$	12,69\$	3,0%	2,9%
		Premiers 210 000 kWh	3,72¢	3,83¢	3,95¢	3,0%	3,1%
		Reste de l'énergie	2,42¢	2,49¢	2,56¢	2,9%	2,8%
		Prime de dépassement mensuelle	12,78\$	13,17\$	13,56\$	3,1%	3,0%
105	<i>L</i>	Prime de puissance	10,95\$	11,28\$	11,64\$	3,0%	3,2%
		Énergie	2,42¢	2,49¢	2,56¢	2,9%	2,8%
108	<i>L</i>	Prime de dépassement quotidienne	6,38\$	6,57\$	6,78\$	3,0%	3,2%
		Prime de dépassement mensuelle	19,14\$	19,71\$	20,34\$	3,0%	3,2%
115	<i>L (municipalité)</i>	Multiplicateur appliqué à la facture du client au tarif L à l'option (b)	1,3358	1,3759	1,4169	3,0%	3,0%

Grille des tarifs d'électricité
 Hausses moyennes de 3,0% en 2003 et 2,98% en 2004

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1er oct. 2003	Prix 1er avr. 2004	Variation 1er oct. 2003	Variation 1er avr. 2004
119	<i>LC (élect. excéd.)</i>	Redevance annuelle	1000\$	1000\$	1000\$	s.o	s.o
129	<i>LC</i>	Excédent ou électricité consommée sans autorisation (par kWh)	1,00\$	1,00\$	1,00\$	s.o	s.o
134	<i>LP (Tarif dépannage chaudière combustible)</i>	Redevance annuelle Fourniture en haute tension: hiver Fourniture en moyenne tension: hiver Fourniture haute tension: été, 300 premières hres Fourniture haute tension: été, reste de l'énergie Fourniture moyenne tension: été, 300 1ère hres Fourniture moyenne tension: été, reste énergie	1000\$ 7,29¢ 10,11¢ 3,63¢ 7,29¢ 3,63¢ 10,11¢	1000\$ 7,51¢ 10,41¢ 3,74¢ 7,51¢ 3,74¢ 10,41¢	1000\$ 7,73¢ 10,72¢ 3,85¢ 7,73¢ 3,85¢ 10,72¢	s.o 3,0% 3,0% 3,0% 3,0% 3,0% 3,0%	s.o 2,9% 3,0% 2,9% 2,9% 2,9% 3,0%
143	<i>LP</i>	Pénalité par kWh cons. sans autorisation	1,00\$	1,00\$	1,00\$	s.o	s.o
148	<i>H</i>	Prime de puissance Énergie: autre que jours de semaine en hiver Énergie: jours de semaine en hiver	4,35\$ 3,87¢ 14,70¢	4,47\$ 3,99¢ 15,14¢	4,59\$ 4,11¢ 15,59¢	2,8% 3,1% 3,0%	2,7% 3,0% 3,0%
149.4 a)	<i>LD (tarif de dépannage)</i>	Prime de puissance Énergie: autre que jours de semaine en hiver Énergie: jours de semaine en hiver	4,35\$ 3,87¢ 14,70¢	4,47\$ 3,99¢ 15,14¢	4,59\$ 4,11¢ 15,59¢	2,8% 3,1% 3,0%	2,7% 3,0% 3,0%
149.4 b)	<i>LD (tarif de dépannage)</i>	Prime de puissance par jour inter. planifiées Prime de puissance par jour inter. non planifiées Énergie Maximum par mois - prime de puissance	0,44\$ 0,87\$ 3,87¢ 4,35\$	0,45\$ 0,90\$ 3,99¢ 4,47\$	0,46\$ 0,92\$ 4,11¢ 4,59\$	2,3% 3,4% 3,1% 2,8%	2,2% 2,2% 3,0% 2,7%
157 et 158	<i>Rodage de procédés industriels</i>	Majoration du prix moyen	4,0%	4,0%	4,0%	s.o	s.o
162 b)	<i>Essais d'équipements</i>	Multiplicateur appliqué en été (par kW) Multiplicateur appliqué en hiver (par kW)	10,00¢ 30,00¢	10,00¢ 30,00¢	10,00¢ 30,00¢	s.o	s.o
176	<i>Paiement en SUS</i>	Revenus de référence en \$ américains (facteur) Revenus de référence en \$ canadiens (taux) Valeur actualisée des revenus de référence (taux)	1,035 3% 9,3%	1,035 3% 9,3%	1,035 3% 9,3%	s.o	s.o
183	<i>Paiement en SUS</i>	Majoration des taux de change	1,035	1,035	1,035	s.o	s.o
199 6)	<i>LR (interruption)</i>	Prix de l'énergie en période d'interruption	50,00¢	50,00¢	50,00¢	s.o	s.o
212	<i>Interruption (rabais fixes)</i>	Option I Option II Option III	27,65\$ 35,41\$ 39,23\$				
	<i>(rabais variables)</i>	Premiers kWh associés à la puiss. interr. kWh pour hres d'interruption suivantes	6,94¢ 34,50¢				
219	<i>Interruption (défaut d'interr.)</i>	Pénalité par kW Pénalité maximale, Option I Pénalité maximale, Option II Pénalité maximale, Option III	3,00\$ 4,00\$ 8,00\$ 12,00\$				
221	<i>Interruption (résiliation)</i>	Pour calcul du dédommagement	9,25%				
221.7	<i>Interruption II (rabais fixe annuel)</i>	Option A Option B	15,00\$ 8,00\$				
	<i>(rabais variable)</i>	Option A Option B	8,50¢ 5,50¢				
221.13	<i>Interruption II (rabais fixe annuel)</i>	(défaut d'interr.) Pénalité par kW, Option A Pénalité par kW, Option B	1,25\$ 0,75\$				
	<i>(rabais variable)</i>	Pénalité maximale, Option A Pénalité maximale, Option B	5,00\$ 3,00\$				
221.14 7)	<i>Interruption II</i>	Excédent de la consommation	50,00¢				
229	<i>Achat de puissance en situation d'urgence</i>	Prix de l'énergie achetée	5,50¢				
232	<i>Achat de puissance en situation d'urgence (déf. d'interrrompre)</i>	Pénalité par kW, par 15 minutes	5,50¢				

Grille des tarifs d'électricité

Hausses moyennes de 3,0% en 2003 et 2,98% en 2004

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1er oct. 2003	Prix 1er avr. 2004	Variation 1er oct. 2003	Variation 1er avr. 2004
253	<i>BT (rabais pour fourniture)</i>	5 kV, mais inférieure à 50 kV	0,199€	0,205€	0,211€	3,0%	2,9%
		50 kV, mais inférieure à 170 kV	0,250€	0,257€	0,265€	2,8%	3,1%
		170 kV	0,340€	0,350€	0,360€	2,9%	2,9%
254	<i>BT (1ère non-conformité) (2ème non-conformité)</i>	Prime sur la puissance max. appelée	12,78\$	13,17\$	13,59\$	3,1%	3,2%
		Prime sur la puissance max. appelée	12,78\$	13,17\$	13,59\$	3,1%	3,2%
266	<i>BT</i>	Dépassement de plus de 10 % puissance contractuelle	12,78\$	13,17\$	13,59\$	3,1%	3,2%
267	<i>BT (Sans installation de mesurage approprié)</i>	Redevance mensuelle de base	33,15\$	34,14\$	35,19\$	3,0%	3,1%
		Redevance mensuelle sur la puissance contr. (kW)	6,18€	6,36€	6,57€	2,9%	3,3%
		Prix sur l'énergie hors pointe	3,32€	3,42€	3,52€	3,0%	2,9%
	<i>BT (Avec installation de mesurage approprié)</i>	Redevance mensuelle de base	33,15\$	34,14\$	35,19\$	3,0%	3,1%
		Redevance mensuelle sur la puissance contr. (kW)	6,18€	6,36€	6,57€	2,9%	3,3%
		Prix sur l'énergie hors pointe	3,32€	3,42€	3,52€	3,0%	2,9%
		Premières heures en pointe	7,41€	7,63€	7,86€	3,0%	3,0%
Reste de l'énergie en pointe	46,00€	46,00€	46,00€	s.o	s.o		
270	<i>Pénurie énergétique</i>	Reste de la consommation hors pointe	7,41€	7,63€	7,86€	3,0%	3,0%
		Énergie pendant période de pointe	46,00€	46,00€	46,00€		
271	<i>D rés. autonomes</i>	Énergie excédant 30 kWh par jour	26,50€	27,30€	28,11€	3,0%	3,0%
272	<i>DM rés. autonomes</i>	Énergie excédant 30 kWh par jour par multiplicateur	26,50€	27,30€	28,11€	3,0%	3,0%
274	<i>G, G-9, M rés. autonomes</i>	Pénalité sur l'énergie de chauffage	58,57€	60,33€	62,13€	3,0%	3,0%
278	<i>T1 (quotidien)</i>	Prime de puissance par jour	3,57\$	3,68\$	3,79\$	3,1%	3,0%
		Maximum par semaine	10,71\$	11,06\$	11,41\$	3,3%	3,2%
	<i>T2 (hebdomadaire)</i>	Prime de puissance par semaine	10,71\$	11,06\$	11,41\$	3,3%	3,2%
Maximum par semaine		32,13\$	33,09\$	34,08\$	3,0%	3,0%	
	<i>T3 (30 jours ou plus)</i>	Prime de puissance par mois	32,13\$	33,09\$	34,08\$	3,0%	3,0%
279	<i>T (montant min/mois)</i>	Minimum par mois - monophasée	6,45\$	6,63\$	6,84\$	2,8%	3,2%
		Minimum par mois - polyphasée	19,35\$	19,92\$	20,52\$	2,9%	3,0%
282	<i>Éclairage public</i>	Taux d'actualisation	9,30%	9,30%	9,30%	s.o	s.o
284	<i>Éclairage public (service général)</i>	Prix de l'énergie	7,41€	7,63€	7,86€	3,0%	3,0%
290	<i>Éclairage public (service complet) Luminaires normalisés Tarif par luminaire</i>	Vapeur de sodium: 3 600 lumens	15,36\$	15,81\$	16,29\$	2,9%	3,0%
		Vapeur de sodium: 5 000 lumens	16,89\$	17,40\$	17,91\$	3,0%	2,9%
		Vapeur de sodium: 8 500 lumens	18,39\$	18,93\$	19,50\$	2,9%	3,0%
		Vapeur de sodium: 14 400 lumens	19,83\$	20,43\$	21,03\$	3,0%	2,9%
		Vapeur de sodium: 22 000 lumens	23,28\$	23,97\$	24,69\$	3,0%	3,0%
		Vapeur de mercure: 10 000 lumens	22,26\$	22,92\$	23,61\$	3,0%	3,0%
		Vapeur de mercure: 20 000 lumens	29,25\$	30,12\$	31,02\$	3,0%	3,0%
291	<i>Éclairage public (service complet) Luminaires non normalisés Tarif par luminaire</i>	Incandescence + réflecteur: 1000 lumens	24,21\$	24,93\$	25,68\$	3,0%	3,0%
		Incandescence + réflecteur: 2500 lumens	28,50\$	29,37\$	30,24\$	3,1%	3,0%
		Incandescence + réflecteur: 4000 lumens	33,30\$	34,29\$	35,31\$	3,0%	3,0%
	Incand. + réflect. + diff.: 2 500 lumens	28,50\$	29,37\$	30,24\$	3,1%	3,0%	
	Incand. + réflect. + diff.: 4 000 lumens	33,30\$	34,29\$	35,31\$	3,0%	3,0%	
	Incand. + réflect. + diff.: 6 000 lumens	37,68\$	38,82\$	39,99\$	3,0%	3,0%	
	Vapeur de mercure: 7 000 lumens	19,98\$	20,58\$	21,18\$	3,0%	2,9%	
	Vapeur de mercure: 50 000 lumens	59,82\$	61,62\$	63,45\$	3,0%	3,0%	
	Tarif en vigueur	30 avr. 98	30 sept. 03	31 mars 04	s.o	s.o	
	Majoration pour luminaires non visés par les art. 290 et 291	1,6%	3,0%	2,98%	s.o	s.o	
295	<i>Sentinelles (avec poteau) Tarif par luminaire</i>	7 000 lumens + poteau	31,23\$	32,16\$	33,12\$	3,0%	3,0%
		20 000 lumens + poteau	41,13\$	42,36\$	43,62\$	3,0%	3,0%
296	<i>Sentinelles (sans poteau) Tarif par luminaire</i>	7 000 lumens	24,51\$	25,26\$	26,01\$	3,1%	3,0%
		20 000 lumens	35,37\$	36,42\$	37,50\$	3,0%	3,0%

Grille des tarifs d'électricité

Hausses moyennes de 3,0% en 2003 et 2,98% en 2004

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1er oct. 2003	Prix 1er avr. 2004	Variation 1er oct. 2003	Variation 1er avr. 2004
298	<i>Frais pour abonn. au serv. d'électricité</i>	Frais de gestion de dossier	20\$	20\$	20\$	s.o	s.o
		Frais d'ouverture de dossier	50\$	50\$	50\$	s.o	s.o
		Frais de mise sous tension à la suite d'une demande de cessation (minimum)	130\$	130\$	130\$	s.o	s.o
299	<i>Frais concernant les modes de fourniture</i>	Montant unitaire pour transformateur à 2 enroul. (2 \$ par kilovoltampère de transformation installée)	2\$	2\$	2\$	s.o	s.o
300	<i>Frais concernant le raccordement au réseau</i>	Frais de raccordement permanent	200\$	200\$	200\$	s.o	s.o
		Frais spéciaux de branchement pour rés.autonome 20 premiers kW (total)	5000\$	5000\$	5000\$	s.o	s.o
		excédent des 20 premiers kW (par kW)	250\$	250\$	250\$	s.o	s.o
		Allocation pour usage dom.(2 000 \$/unité de log.)	2000\$	2000\$	2000\$	s.o	s.o
		Taux d'intérêt applicable aux paiements par versements bimestriellement	1,493%	1,493%	1,493%	s.o	s.o
		annuellement	9,3%	9,3%	9,3%	s.o	s.o
		Crédit annuel par unité de logement	520\$	520\$	520\$	s.o	s.o
		Facteur d'étalement sur 5 ans	0,26	0,26	0,26	s.o	s.o
		Crédit annuel selon la puissance / kW	85\$	85\$	85\$	s.o	s.o
		Crédit annuel selon l'énergie / kWh	7,05\$	7,05\$	7,05\$	s.o	s.o
		Allocation pour usage autre que domestique / kW	325\$	325\$	325\$	s.o	s.o
		Frais de raccordement temporaire	100\$	100\$	100\$	s.o	s.o
		Frais de débranchement au point de raccordement	100\$	100\$	100\$	s.o	s.o
		Taux d'intérêt annuel pour calcul de valeur actualisée des frais d'exp., d'ent. des inst. et de réinv. des équipements	9,3%	9,3%	9,3%	s.o	s.o
		Frais d'ad. pour trav. de prolongement ou modif. du réseau et du branchement	30%	30%	30%	s.o	s.o
301	<i>Frais concernant les cond. de vente de l'électricité</i>	Frais pour chèque retourné par une institution financière pour provision insuffisante	10\$	10\$	10\$	s.o	s.o
		Frais pour rétablissement de service (minimum)	50\$	50\$	50\$	s.o	s.o
301.3	<i>Service VISILEC</i>	Montant mensuel	89\$	89\$	89\$	s.o	s.o
303	<i>Rabais pour fourniture en moyenne ou en haute tension</i>	5 kV, mais inférieure à 15 kV	0,501\$	0,516\$	0,531\$	3,0%	2,9%
		15 kV, mais inférieure à 50 kV	0,804\$	0,828\$	0,852\$	3,0%	2,9%
		50 kV, mais inférieure à 80 kV	1,788\$	1,839\$	1,893\$	2,9%	2,9%
		80 kV, mais inférieure à 170 kV	2,193\$	2,256\$	2,322\$	2,9%	2,9%
		170 kV	2,934\$	3,018\$	3,108\$	2,9%	3,0%
304	<i>Rajustement pour pertes de transformation</i>	Majoration des rabais à l'article 303	13,20¢	13,59¢	13,98¢	3,0%	2,9%
		Réduction sur la prime de puissance	13,20¢	13,59¢	13,98¢	3,0%	2,9%