

## **TARIFS GÉNÉRAUX**

## **TARIFICATION**



## Table des matières

<b>1</b>	<b>HISTORIQUE DES TARIFS GÉNÉRAUX .....</b>	<b>5</b>
1.1	TARIF L .....	5
1.2	TARIF M .....	7
1.3	TARIF G.....	9
1.4	PRIME D'HIVER POUR LES ABONNEMENTS DE COURTE DURÉE .....	10
<b>2</b>	<b>DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE DES TARIFS GÉNÉRAUX.....</b>	<b>11</b>
2.1	TARIF L .....	11
2.2	TARIF M .....	12
2.3	TARIF G.....	13
<b>3</b>	<b>CADRE D'ANALYSE DES TARIFS GÉNÉRAUX.....</b>	<b>15</b>
3.1	REFLÉTER LA STRUCTURE DES COÛTS .....	15
3.2	ASSURER LA CONTINUITÉ TARIFAIRE .....	17
3.3	DONNER UN SIGNAL DE PRIX FAVORISANT L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....	17
<b>4</b>	<b>STRUCTURES DE BASE DES TARIFS GÉNÉRAUX AUX REVENUS DE RÉFÉRENCE</b>	<b>18</b>
<b>5</b>	<b>ÉVOLUTION POSSIBLE DES COMPOSANTES DES TARIFS GÉNÉRAUX .....</b>	<b>20</b>
5.1	ÉVOLUTION DE LA PROPORTION PUISSANCE/ÉNERGIE .....	20
5.2	PRIME D'HIVER POUR LES ABONNEMENTS DE COURTE DURÉE .....	23
<b>6</b>	<b>AUTRES MODIFICATIONS ANALYSÉES.....</b>	<b>23</b>
6.1	TARIF M .....	23
6.2	TARIF G.....	23
<b>7</b>	<b>TARIF G-9 .....</b>	<b>25</b>
7.1	HISTORIQUE DU TARIF .....	25
7.2	DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE .....	26
7.3	CADRE D'ANALYSE DU TARIF G-9.....	27
7.3.1	<i>Survol des pratiques chez les autres distributeurs.....</i>	<i>27</i>
7.3.2	<i>Établissement des composantes tarifaires .....</i>	<i>28</i>
7.3.3	<i>Évolution possible des composantes tarifaires du tarif G-9 .....</i>	<i>31</i>
<b>8</b>	<b>TARIF H .....</b>	<b>31</b>
8.1	HISTORIQUE DU TARIF .....	31
8.2	DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE .....	33
8.3	CADRE D'ANALYSE DU TARIF H .....	33
8.3.1	<i>Établissement des composantes tarifaires .....</i>	<i>33</i>
8.3.2	<i>Évolution possible des composantes tarifaires .....</i>	<i>35</i>
<b>9</b>	<b>TARIFS À FORFAIT POUR USAGE GÉNÉRAL .....</b>	<b>35</b>
9.1	HISTORIQUE DU TARIF .....	35

---

9.2	DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE .....	37
9.3	CADRE DE RÉVISION DES TARIFS À FORFAIT .....	38
10	TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC .....	38
10.1	HISTORIQUE DU TARIF .....	38
10.2	DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE .....	40
10.3	CADRE D'ANALYSE DES TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC .....	41
11	TARIFS D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE .....	41
11.1	HISTORIQUE DU TARIF .....	41
11.2	DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE .....	42
11.3	CADRE D'ANALYSE DES TARIFS D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE .....	42
ANNEXE 1 : HISTORIQUE DU TARIF L .....		43
ANNEXE 2 : HISTORIQUE DU TARIF M .....		47
ANNEXE 3 : HISTORIQUE DU TARIF G .....		51
ANNEXE 4 : HISTORIQUE DU TARIF G-9 .....		55
ANNEXE 5 : HISTORIQUE DU TARIF H.....		57
ANNEXE 6 : HISTORIQUE DES TARIFS À FORFAIT POUR USAGE GÉNÉRAL .....		61
ANNEXE 7 : IMPACT DU PASSAGE DU SEUIL DE FACTURATION DE LA PUISSANCE DE 40 KW À 45 KW AU TARIF G (EXEMPLES DE FACTURES MENSUELLES) ..		65

## **1 HISTORIQUE DES TARIFS GÉNÉRAUX**

### **1.1 Tarif L**

1 Le tarif L s'adresse aux clients de grande puissance dont la puissance à facturer  
2 minimale est de 5 000 kW ou plus. Il est exprimé en basse tension. Ainsi, des  
3 crédits pour alimentation en moyenne ou haute tension sont accordés afin de ne  
4 pas répercuter sur les clients alimentés à une tension plus élevée les coûts des  
5 réseaux à plus basse tension. Ces crédits sont traités plus en détail à la pièce  
6 HQD-1, Document 4.

7 Avant 1975, les clients de grande puissance étaient régis par des contrats  
8 particuliers. C'est en 1975 que le tarif L fait son apparition dans le règlement  
9 tarifaire, avec une structure comportant quatre tranches de puissance et deux  
10 tranches d'énergie.

11 La puissance à facturer minimale au tarif L correspond alors au plus élevé d'un  
12 pourcentage garanti d'au moins 75 % de la puissance maximale appelée des  
13 douze derniers mois ou de la puissance souscrite (égale ou supérieure à  
14 5 000 kW). Le mécanisme de fixation automatique de la puissance à facturer  
15 minimale (« ratchet ») laisse graduellement sa place au concept de puissance  
16 souscrite dès 1976, pour être complètement éliminé en 1980. Malgré sa rigidité  
17 apparente, la puissance souscrite est un mécanisme plus souple pour les clients  
18 que le « ratchet » puisqu'elle permet au client de diminuer sa puissance à  
19 facturer minimale 12 mois après la dernière variation. Généralement, la baisse  
20 de la puissance souscrite survient en période d'été lorsque le client désire faire  
21 l'entretien de ses équipements.

22 Entre 1977 et 1981, la tendance est de réduire le nombre de tranches de  
23 puissance du tarif L et d'ajouter des tranches d'énergie : pendant cette période,  
24 le nombre de tranches de puissance passe de quatre à deux et le nombre de

1 tranches d'énergie de deux à quatre, la première tranche d'énergie (introduite en  
2 1978) couvrant les 120 premières heures d'utilisation de la puissance.

3 Par ailleurs, des mesures visant à assurer la gestion des appels de puissance en  
4 période d'hiver sont introduites, notamment des crédits pour la limitation des  
5 appels de puissance en 1978 et l'ajout d'une prime de dépassement pour les  
6 appels de puissance exceptionnels en 1979.

7 En 1982, le tarif L est simplifié à une tranche de puissance et trois tranches  
8 d'énergie. Cette structure reste relativement stable jusqu'en 1989.

9 Une réforme du tarif L entreprise à partir de 1990 amène des changements  
10 majeurs à la structure du tarif. L'élimination de la dégressivité des prix de  
11 l'énergie permet une simplification du tarif et l'introduction d'un signal de prix clair  
12 visant l'efficacité énergétique. Elle s'échelonne sur trois ans pour aboutir à une  
13 augmentation sensible des crédits d'alimentation ainsi qu'à une réduction  
14 graduelle de la dégressivité par rapport à l'appel de puissance.

15 Depuis 1992, le tarif L comprend une prime de puissance et une seule tranche  
16 d'énergie. Une prime de dépassement s'applique également lorsque l'appel de  
17 puissance maximal du client en période d'hiver excède 110 % de sa puissance  
18 souscrite. Le tarif L au 1<sup>er</sup> avril 2004 est présenté au tableau 1 alors que  
19 l'historique des structures du tarif L depuis 1975 est présenté à l'annexe 1.

**TABLEAU 1**  
**TARIF L AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

Prime de puissance	11,40 \$/kW
Prix de l'énergie	2,53 ¢/kWh
Prime de dépassement (période d'hiver)	
quotidienne	6,66 \$/kW
limite mensuelle	19,98 \$/kW

## **1.2 Tarif M**

1 Le tarif M s'adresse aux clients de moyenne puissance dont la puissance à  
2 facturer minimale est d'au moins 100 kW mais inférieure à 5 000 kW. Tout  
3 comme le tarif L, il est exprimé en basse tension, ce qui implique que les clients  
4 alimentés à une tension plus élevée ont droit à un crédit pour alimentation en  
5 moyenne ou en haute tension<sup>1</sup>.

6 La structure du tarif M est simplifiée de 1975 à 1990 grâce à une réduction du  
7 nombre de tranches d'énergie. De cinq tranches entre 1975 et 1977, elle passe à  
8 quatre en 1978, puis à trois de 1979 à 1991.

9 Le mécanisme de facturation de la puissance est modifié en 1979 et devient  
10 désormais différent de celui du tarif G, pour lequel la puissance à facturer  
11 minimale est le maximum entre 75 % de la puissance maximale appelée en  
12 période d'hiver et la puissance souscrite. Désormais, la puissance à facturer  
13 minimale au tarif M devient la puissance souscrite. Cependant, si son appel de  
14 puissance maximal dépasse 133 1/3 % de sa puissance souscrite en hiver, le

---

<sup>1</sup> Le Distributeur entend modifier dans la prochaine version de ses *Tarifs d'électricité* le terme  
« rabais pour fourniture en moyenne ou en haute tension » pour « crédits pour alimentation en

1 client doit payer une prime pour l'excédent. Pour éviter cette surprime, le client  
2 peut toutefois augmenter sa puissance souscrite. Ce mécanisme constitue pour  
3 le client une incitation à mieux gérer ses appels de puissance en hiver et reflète  
4 mieux les coûts du service de l'électricité à cette période de l'année.

5 Afin d'assurer une certaine continuité entre les tarifs M et L, la structure du tarif  
6 M est révisée lors de la réforme du tarif L, amorcée en 1990. Comme pour le tarif  
7 L, cette réforme vise à simplifier le tarif et à clarifier le signal de prix pour  
8 favoriser l'efficacité énergétique. Dans un premier temps, la hausse de la prime  
9 de puissance du tarif L engendre une hausse similaire pour le tarif M,  
10 compensée par une forte diminution du prix de l'énergie pour les 120 premières  
11 heures. La réforme du tarif M, qui débute en 1992, s'échelonne sur deux ans  
12 pour déboucher sur la structure actuelle qui ne comporte plus que deux tranches  
13 d'énergie.

14 Le tableau 2 présente le tarif M au 1<sup>er</sup> avril 2004. L'historique des structures du  
15 tarif M depuis 1975 est présenté à l'annexe 2.

**TABLEAU 2**  
**TARIF M AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

Prime de puissance	12,48 \$/kW
Prix de l'énergie	
pour les 210 000 premiers kWh	3,89 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	2,53 ¢/kWh
Prime de dépassement (période d'hiver)	13,35 \$/kW

---

moyenne ou en haute tension ». À des fins de simplification, le terme « crédits d'alimentation » est également utilisé dans le présent document.

### **1.3 Tarif G**

1 Le tarif G s'adresse aux clients de petite puissance dont la puissance à facturer  
2 minimale est inférieure à 100 kW. Tout comme les tarifs L et M, il est exprimé en  
3 basse tension, ce qui implique que les clients alimentés à une tension plus  
4 élevée ont droit à un crédit pour alimentation en moyenne ou en haute tension.

5 De 1975 à 1977, le tarif G comprend une redevance, quatre tranches d'énergie  
6 et une prime de puissance. En 1978, la structure de ce tarif est simplifiée pour lui  
7 donner sa forme actuelle qui comprend deux tranches d'énergie à prix  
8 dégressifs.

9 La puissance à facturer minimale est établie par un mécanisme de fixation  
10 automatique de la puissance (« ratchet ») dont le seuil s'élève à 75 % de l'appel  
11 de puissance le plus élevé en hiver durant les 12 périodes mensuelles  
12 consécutives prenant fin au terme de la période courante. Le « ratchet »  
13 détermine la puissance à facturer minimale pour la période de consommation en  
14 cours. À compter de 1982, une prime de dépassement peut s'appliquer sur la  
15 puissance appelée en hiver excédant 133 1/3 % de la puissance à facturer  
16 minimale en vigueur pour éviter que celle-ci ne soit augmentée. Le mécanisme  
17 d'établissement de la puissance à facturer minimale en vigueur s'avère toutefois  
18 assez complexe à gérer et insatisfaisant pour les clients.

19 Le mécanisme de facturation de la puissance du tarif G est simplifié en 1996 : la  
20 prime de dépassement est supprimée et le seuil du « ratchet » passe de 75 % à  
21 65 % de la puissance maximale appelée au cours de la période de  
22 consommation se situant en totalité en période d'hiver.

23 Des efforts d'harmonisation du seuil de facturation de la puissance sont engagés  
24 à compter de 1975 afin de le porter à terme à 50 kW. Ainsi, le seuil minimal de  
25 facturation de la puissance au tarif G est redressé graduellement pour atteindre  
26 35 kW en 1982 et 40 kW en 1996.

- 1 Le tarif G au 1<sup>er</sup> avril 2004 est présenté au tableau 3 ci-dessous et son historique  
2 depuis 1975 est présenté à l'annexe 3.

**TABLEAU 3**  
**TARIF G AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

Redevance d'abonnement	12,18 \$
Prime de puissance applicable à l'excédent de 40 kW	14,19 \$/kW
Prix de l'énergie	
pour les 11 700 premiers kWh	7,74 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	3,90 ¢/kWh

#### **1.4 Prime d'hiver pour les abonnements de courte durée**

3 Les abonnements aux tarifs généraux sont généralement des abonnements  
4 annuels, c'est-à-dire des abonnements d'une durée minimale de 12 périodes  
5 mensuelles consécutives. Un abonnement de courte durée est défini comme un  
6 abonnement d'une durée inférieure à 12 périodes mensuelles consécutives et  
7 concerne principalement des activités saisonnières ou ad hoc (par exemple, les  
8 sites de construction).

9 Un client qui présente une charge saisonnière caractérisée par une pointe en  
10 hiver et dont la puissance appelée diminue en été est contraint tant au tarif M  
11 qu'au tarif G par sa puissance à facturer minimale. De cette manière, il assume  
12 les coûts de puissance engagés par Hydro-Québec Distribution pour le desservir  
13 en période de pointe (hiver). Toutefois, comme ce mécanisme ne s'applique que  
14 lorsque l'abonnement est actif, une majoration de la prime de puissance durant  
15 les périodes d'hiver est nécessaire afin de compenser les revenus qui ne sont  
16 pas récupérés pendant les périodes de l'année où le client n'est pas présent.  
17 Cette majoration s'élève actuellement à 4,92 \$/kW de puissance à facturer.

1 Outre la majoration de la prime de puissance de 4,92 \$/kW, un abonnement de  
2 courte durée au tarif G se voit imposer une majoration de 12,18 \$ sur la  
3 redevance d'abonnement et sur le montant minimal à facturer. Ces deux  
4 majorations sont introduites afin de récupérer les coûts d'abonnement qui ne  
5 peuvent être récupérés durant les mois où l'abonnement est inactif.

## **2 DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE DES TARIFS GÉNÉRAUX**

### **2.1 Tarif L**

6 Du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au 31 août 2003, 226 abonnements ont été retenus pour  
7 fins d'analyse au tarif L. La consommation annuelle totalise 41 760 GWh, pour  
8 des revenus annuels de 1 732 M\$. Le tableau 4 présente une description  
9 sommaire de la clientèle au tarif L.<sup>2</sup>

**TABLEAU 4**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF L – 2002-2003**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus annuels (M\$)
Commercial	35	1 759	83
Industriel	149	34 618	1 403
Institutionnel	26	1 383	66
Réseaux municipaux	16	3 999	180
<b>Total</b>	<b>226</b>	<b>41 760</b>	<b>1 732</b>

<sup>2</sup> La répartition des abonnements par niveau de tension d'alimentation est présentée dans le document traitant des crédits pour alimentation en moyenne ou haute tension (HQD-1, Document 4).

## **2.2 Tarif M**

1 Pour la période allant du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au 31 août 2003,  
2 11 059 abonnements ont été retenus pour fins d'analyse au tarif M, pour une  
3 consommation de 23 502 GWh et un revenu total de 1 493 M\$. Un abonné au  
4 tarif M consomme en moyenne 2 GWh mais plus de 87 % de cette clientèle ne  
5 consomme jamais dans la deuxième tranche d'énergie. Les clients au tarif M  
6 sont pour plus de la moitié des clients commerciaux (54 %), mais le tarif M  
7 comprend aussi des clients de types industriel (28 %) et institutionnel (18 %) en  
8 assez grande proportion. Les clients résidentiels et agricoles y sont peu  
9 présents.<sup>3</sup>

10 Le tableau 5 offre un aperçu de la répartition des abonnements, de la  
11 consommation et des revenus au tarif M par secteurs d'activité pour la période  
12 allant du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au 31 août 2003.

---

<sup>3</sup> Principalement des immeubles à logements et des clients agricoles non admissibles au tarif D.

**TABLEAU 5**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF M<sup>1</sup> – 2002-2003**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Agricole	23	22	2
Commercial	5 966	10 558	672
Industriel	3 040	9 066	568
Institutionnel	1 998	3 785	247
Résidentiel	32	71	4
Total	11 059	23 502	1 493

<sup>1</sup> Incluant les 35 abonnements au tarif M de courte durée, consommant 14 GWh et générant 1 M\$ de revenus.

### **2.3 Tarif G**

1 Le tarif G regroupe près de 250 000 abonnements, mais les données de  
2 référence pour l'année 2002-2003 n'en retiennent que 228 838, à cause de la  
3 relative instabilité de ces abonnements<sup>4</sup>. Ces abonnements représentent un  
4 revenu total de 915 M\$ et une consommation de 11 452 GWh. Ce tarif s'adresse  
5 essentiellement à une clientèle de type commercial avec 88 % des  
6 abonnements, mais aussi à des clients institutionnels (8 %) et industriels (3 %).  
7 Les clients agricoles et résidentiels ne sont représentés que dans une proportion

---

<sup>4</sup> En effet, il s'agit en grande majorité de petits locaux commerciaux dont l'activité est plus instable et moins prévisible que celle des entreprises aux tarifs M et L ou de la clientèle domestique. Il est courant pour ce type de local de rester inoccupé pendant de longues périodes après une fermeture. Le cas échéant, ces abonnements deviennent inactifs dans le système de facturation ou donnent lieu à des profils de consommation incomplets, qui ne peuvent être retenus à des fins d'analyse.

1 marginale. La consommation moyenne pour un abonné au tarif G était d'environ  
2 50 MWh pour la période observée.

3 La structure tarifaire du tarif G permet de diviser la clientèle en deux groupes aux  
4 caractéristiques bien différentes : les clients qui paient la prime de puissance  
5 (ayant une puissance à facturer de plus de 40 kW) et les clients qui ne la paient  
6 pas. Le tableau 6 présente, pour la période allant du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au  
7 31 août 2003, la répartition des abonnements, des kilowattheures consommés et  
8 des revenus par types de clientèle en mettant en évidence les clients qui sont  
9 facturés pour la puissance.

**TABLEAU 6**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF G<sup>1</sup> – 2002-2003**

	Abonnements		Consommation annuelle (GWh)		Revenus totaux (M\$)	
	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée
Agricole	316	53	19	11	2	1
Commercial	202 271	19 909	9 768	4 142	778	320
Industriel	7 431	1 570	519	317	43	26
Institutionnel	18 322	3 473	1 113	696	89	55
Résidentiel	498	69	32	16	2	1
<b>Total</b>	<b>228 838</b>	<b>25 074</b>	<b>11 452</b>	<b>5 182</b>	<b>915</b>	<b>404</b>

<sup>1</sup> Incluant les 3 108 abonnements au tarif G de courte durée, consommant 32 GWh et générant 3 M\$ de revenus.

10 Malgré leur faible nombre, les clients facturés pour la puissance ont un poids  
11 important au niveau de la consommation et des revenus. En effet, s'ils ne  
12 représentent que 11 % des abonnements, ils ne génèrent pas moins de 44 %

1 des revenus, avec une consommation de 5 182 GWh, soit 45 % de la  
2 consommation totale. La consommation moyenne des clients facturés pour la  
3 puissance est de 207 MWh pour la période observée, ce qui est près de sept fois  
4 plus important que la consommation moyenne d'un client qui n'est pas facturé en  
5 puissance (soit 31 MWh).

### **3 CADRE D'ANALYSE DES TARIFS GÉNÉRAUX**

6 Le Distributeur présente dans cette section les principes qui pourraient guider la  
7 réflexion quant aux structures des tarifs généraux.

#### **3.1 Refléter la structure des coûts**

8 Les composantes fixes (prime de puissance et redevance) et variables (prix de  
9 l'énergie) des tarifs informent les clients quant à l'impact de leur comportement  
10 énergétique sur les coûts du Distributeur. Il est donc primordial que ces  
11 composantes reflètent la structure des coûts du service.

12 Pour ce faire, et tel qu'indiqué dans le cadre général d'analyse, le Distributeur  
13 facturerait les coûts associés à la fourniture par l'entremise de la composante  
14 énergie.

15 De plus, une répartition du coût de la fourniture à la fois en puissance et en  
16 énergie n'est pas souhaitable puisqu'elle engendrerait un prix de l'énergie trop  
17 faible par rapport aux prix des sources d'énergie alternative, donnant ainsi un  
18 mauvais signal de prix en matière d'efficacité énergétique. Par exemple, une  
19 répartition puissance/énergie du coût de la fourniture résulterait en un prix de  
20 l'énergie au tarif L de 2,16 ¢/kWh, ce qui inciterait les clients à utiliser l'électricité

1 au lieu des combustibles et occasionnerait également une hausse significative du  
2 poids de la puissance dans la structure tarifaire groupée<sup>5</sup>.

3 Quant aux coûts de transport et de distribution, l'approche consiste à les allouer  
4 en puissance puisque ces coûts sont fonction de la présence en pointe des  
5 clients de chacune des catégories tarifaires. Et lorsqu'ils sont significatifs, les  
6 coûts du service à la clientèle, incluant le mesurage (SALC) sont récupérés par  
7 la redevance.

8 Les revenus requis par catégorie de consommateurs permettent de dégager la  
9 proportion puissance/énergie que devraient idéalement comporter les tarifs  
10 généraux G, M et L (voir tableau 7). Toutefois, le reflet des structures de coûts  
11 doit également permettre d'atteindre d'autres objectifs qui sont utiles du point de  
12 vue tarifaire.

**TABLEAU 7**  
**REVENUS REQUIS DES TARIFS GÉNÉRAUX**  
**ANNÉE 2004 (M\$)**

	Fourniture (énergie)	Transport (puissance)	DSALC (puissance)	Total	Proportion Puissance/Énergie
Tarif G	355	199	236 <sup>1</sup>	790	44/56 <sup>2</sup>
Tarif M	697	327	217	1 241	44/56
Tarif L	1 202	431	70	1 702	30/70

<sup>1</sup> Au tarif G, les coûts SALC (incluant le mesurage) sont récupérés par la redevance alors que les coûts de distribution sont récupérés par la prime de puissance et le prix de la première tranche d'énergie puisque certains clients ne sont pas facturés en puissance.

<sup>2</sup> En ne considérant que les clients facturés en puissance.

---

<sup>5</sup> La proportion puissance/énergie du tarif L passerait de 39/61 au 1<sup>er</sup> avril 2004 à 48/52.

### 3.2 Assurer la continuité tarifaire

- 1 Il y a continuité entre les tarifs lorsque ceux-ci encouragent les clients à choisir  
 2 naturellement le tarif qui correspond à leur appel de puissance en kilowatts. Pour  
 3 assurer cette continuité, il est nécessaire que le prix de l'énergie du tarif L soit  
 4 équivalent au prix de la deuxième tranche du tarif M et que le prix de la première  
 5 tranche du tarif M soit équivalent au prix de l'énergie de la deuxième tranche du  
 6 tarif G. Ainsi, les prix de l'énergie devraient être ajustés de telle sorte que cette  
 7 continuité soit respectée. Une modification importante de la continuité  
 8 occasionnerait un transfert de clients entre les catégories tarifaires.
- 9 Le tableau 8 illustre la contrainte de la continuité tarifaire :

**TABLEAU 8**  
**STRUCTURES DES TARIFS GÉNÉRAUX AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

	<b>Tarif G</b>	<b>Tarif M</b>	<b>Tarif L</b>
Puissance à facturer minimale	0 à 100 kW	100 à 5000 kW	5 000 kW et plus
Redevance \$/mois	12,18	-	-
Prime de puissance (\$/kW)	-	12,48	11,40
Excédant 40 kW	14,19	-	-
Première tranche (¢/kWh)			
premiers 11 700 kWh	7,74	-	-
premiers 210 000 kWh	-	3,89	-
tous les kWh	-	-	2,53
Deuxième tranche (¢/kWh)	3,90	2,53	-

### 3.3 Donner un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique

- 10 À l'intérieur du volume de électricité patrimoniale, le coût moyen de la fourniture  
 11 du Distributeur est de 2,79 ¢/kWh mais ce coût moyen augmentera à mesure que

1 les nouveaux approvisionnements, dont le coût est estimé à 6,5 ¢/kWh<sup>6</sup>,  
2 s'ajouteront au volume patrimonial.

3 Un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique devrait utiliser les coûts  
4 marginaux de long terme dans la détermination de l'évolution prochaine des  
5 composantes des tarifs généraux. La facturation des coûts de fourniture en  
6 énergie permet justement d'assurer le reflet des coûts marginaux  
7 d'approvisionnement à plus long terme dans la composante la plus élastique du  
8 tarif, c'est-à-dire celle sur laquelle le client a le plus de contrôle.

#### **4 STRUCTURES DE BASE DES TARIFS GÉNÉRAUX AUX REVENUS DE RÉFÉRENCE**

9 Les revenus de référence correspondent aux revenus simulés à partir de la  
10 structure au 1<sup>er</sup> avril 2004 des tarifs généraux et des données de consommation  
11 de chaque client disponibles pour la période allant du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au  
12 30 août 2003. Cette base de référence permet d'établir des scénarios de  
13 structures tarifaires à revenus constants sur lesquels les analyses peuvent être  
14 réalisées.

15 Le respect des trois orientations mentionnées au cadre d'analyse des tarifs  
16 généraux permet de construire un scénario de base et de le comparer à la  
17 structure au 1<sup>er</sup> avril 2004. Tandis que les structures actuelles sont présentées  
18 au tableau 9, les structures découlant du scénario de base sont présentées au  
19 tableau 10. La comparaison de ces deux structures tarifaires permet d'illustrer  
20 sur quelles composantes devraient porter les hausses tarifaires et ainsi d'évaluer  
21 l'impact de ces changements sur les clients si ce cadre d'analyse devait être  
22 retenu.

---

<sup>6</sup> Décision relative à l'étude des coûts évités de l'électricité (D-2002-96 / R-3519-2003).

**TABLEAU 9**  
**STRUCTURES DES TARIFS GÉNÉRAUX ET REVENUS DE RÉFÉRENCE**  
**AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

Composantes	Tarif L		Tarif M			Tarif G		
	Prix	M\$	Prix	M\$		Prix	M\$	
Redevance <sup>1</sup> (\$/mois)				-		12,18	36	
Énergie (¢/kWh)								
1 <sup>re</sup> tranche	2,53	1 057	210 000 <sup>ERS</sup>	3,89	567	11 700 <sup>ERS</sup>	7,74	705
2 <sup>e</sup> tranche				2,53	226		3,90	91
Puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	11,40	672		12,48	690	> 40 kW	14,19	83
Dépassement :								
prime quotidienne	6,66	1						
prime mensuelle	19,98	3		13,35	10			
Revenu total		1 732			1 493			915
Proportion puissance/énergie		39/61		47/53				48/52 <sup>3</sup>

<sup>1</sup> Incluant les clients facturés au montant minimal.

<sup>2</sup> Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits pour alimentation en moyenne ou en haute tension.

<sup>3</sup> En ne considérant que les clients facturés pour la puissance.

**TABLEAU 10**
**STRUCTURES DE BASE DES TARIFS GÉNÉRAUX AUX REVENUS DE RÉFÉRENCE**

Composantes	Tarif L		Tarif M		Tarif G	
	Prix	M\$	Prix	M\$	Prix	M\$
Redevance <sup>1</sup> (\$/mois)				-	12,18	36
Énergie (¢/kWh)						
1 <sup>re</sup> tranche	2,66	1 111	210 000 <sup>ers</sup>	4,09 597	11 700 <sup>ers</sup>	7,77 708
2 <sup>e</sup> tranche				2,66 237		4,09 96
Puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	10,65	618		11,74 650	> 40 kW	12,88 75
Dépassement						
prime quotidienne	6,22	1				
prime mensuelle	18,66	3		12,56 10		
Revenu total		1 732		1 493		915
Proportion puissance/énergie		36/64		44/56		44/56 <sup>3</sup>

<sup>1</sup> Incluant les clients facturés au montant minimal.

<sup>2</sup> Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits pour alimentation en moyenne ou en haute tension.

<sup>3</sup> En ne considérant que les clients facturés pour la puissance.

## 5 ÉVOLUTION POSSIBLE DES COMPOSANTES DES TARIFS GÉNÉRAUX

### 5.1 Évolution de la proportion puissance/énergie

- 1 Comme l'indiquent les tableaux 9 et 10, les proportions puissance/énergie des
- 2 structures au 1<sup>er</sup> avril 2004 seraient très proches de celles des structures de
- 3 base. Cet écart négligeable pourrait justifier, afin d'assurer la continuité et la
- 4 stabilité des tarifs, de n'apporter aucun ajustement aux structures des tarifs
- 5 généraux.

1 Néanmoins, l'accroissement de la part des coûts de fourniture dans l'avenir  
2 relativement à celles du transport et de la distribution devrait donner lieu à une  
3 modification de la structure de coûts et justifier une révision de la structure des  
4 tarifs généraux. L'accroissement de la proportion des coûts de fourniture se  
5 traduirait alors par une hausse progressive de la part de l'énergie pour  
6 l'ensemble des tarifs.

7 D'ailleurs, tel qu'illustré au tableau 11, les ratios présentant la part de la  
8 puissance dans la facture des clients de petite, moyenne et grande puissance  
9 sont souvent inférieurs chez les autres distributeurs nord-américains aux ratios  
10 des tarifs généraux d'Hydro-Québec Distribution.

11 Une modification des structures tarifaires, en faisant porter les hausses sur  
12 l'énergie, soit la partie la plus élastique de la facture du client, laisserait à celui-ci  
13 la possibilité de diminuer l'impact des hausses tarifaires sur sa facture. Par  
14 ailleurs, ceci permettrait d'assouplir la contrainte que représente la puissance lors  
15 des baisses de consommation.

**TABLEAU 11**  
**RATIO DE LA PUISSANCE DANS LA FACTURE**  
**DES CLIENTS DE PETITE, MOYENNE ET GRANDE PUISSANCE**

Villes	40 kW et F.U. 35 %	500 kW, F.U. 56 %	2 500 kW, F.U. 65 % et 25 kV	5 000 kW, F.U. 65 % et 25 kV	50 000 kW, F.U. 85 % et 120 kV
<u>Villes canadiennes</u>					
<b>Montréal, Qc</b>	<b>2%</b>	<b>45%</b>	<b>47%</b>	<b>47%</b>	<b>37%</b>
Charlottetown, PE	20%	26%	23%	37%	31%
Edmonton, AB *	1%	4%	2%	10%	3%
Halifax, NS	29%	22%	28%	27%	22%
Moncton, NB	20%	26%	23%	39%	31%
Ottawa, ON	1%	21%	21%	25%	16%
Regina, SK	2%	39%	30%	28%	11%
St. John's, NF	35%	28%	24%	23%	26%
Toronto, ON	2%	24%	19%	18%	14%
Vancouver, BC	3%	27%	28%	29%	23%
Winnipeg, MB	3%	52%	46%	44%	33%
<u>Villes américaines</u>					
Boston, MA	35%	34%	28%	28%	23%
Chicago, IL	51%	42%	43%	43%	23%
Detroit, MI	1%	36%	52%	52%	44%
Houston, TX	15%	28%	27%	18%	4%
Miami, FL	37%	32%	31%	31%	25%
Nashville, TN	1%	39%	40%	41%	48%
New York, NY	36%	26%	22%	22%	18%
Portland, OR	15%	26%	20%	19%	14%
San Francisco, CA *	11%	17%	7%	7%	5%
Seattle, WA *	0%	4%	1%	1%	1%
<b>Moyenne</b>	<b>18%</b>	<b>27%</b>	<b>24%</b>	<b>25%</b>	<b>19%</b>
Moyenne (excluant les villes dont poids < 10%)	27%	29%	29%	29%	24%
Moyenne canadienne	12%	26%	24%	28%	21%
Moyenne canadienne sans HQ	13%	25%	22%	27%	19%
Moyenne américaine	22%	27%	24%	24%	18%

\* Marchés ouverts : la faible proportion de la puissance dans la facture s'explique par une tarification de la production et du transport sur une base horaire.

- 1 Des hausses sur le prix de l'énergie permettraient d'assurer un meilleur reflet des
- 2 coûts marginaux de long terme puisque le coût marginal de la fourniture passera
- 3 de 2,79 ¢/kWh à 6,5 ¢/kWh en raison de la croissance des ventes au-delà du
- 4 seuil de l'électricité patrimoniale. Une augmentation de la composante énergie

1 transmet donc un signal de prix cohérent avec les coûts marginaux, ce qui  
2 favoriserait une utilisation plus efficace des ressources.

### **5.2 Prime d'hiver pour les abonnements de courte durée**

3 Pour les abonnements des tarifs G et M de courte durée, la majoration de la  
4 prime de puissance en période d'hiver devrait suivre la variation de la prime de  
5 puissance du tarif régulier correspondant. En ajustant la majoration de cette  
6 façon, le signal de prix associé à l'utilisation de la puissance en hiver resterait le  
7 même pour tous les clients ayant des abonnements de courte durée.

8 Quant aux majorations de la redevance d'abonnement et du montant minimal à  
9 facturer applicables aux abonnements de courte durée du tarif G, elles devraient  
10 évoluer dans les mêmes proportions que la redevance d'abonnement du tarif G  
11 régulier.

## **6 AUTRES MODIFICATIONS ANALYSÉES**

### **6.1 Tarif M**

12 Le mécanisme de la puissance souscrite est parfois mal compris et complexe à  
13 gérer par les clients de moyenne puissance. Des groupes de discussion  
14 impliquant les clients pourraient être formés afin de cerner leurs préoccupations  
15 et de discuter des simplifications possibles du mécanisme de facturation de la  
16 puissance.

### **6.2 Tarif G**

17 Une réforme du seuil de facturation de la puissance a été amorcée en 1996.  
18 Cette réforme visait à porter graduellement le seuil de facturation de la puissance  
19 de 35 à 50 kW. Ceci équivaldrait à ne pas facturer la puissance des clients dont

1 l'entrée électrique est égale ou inférieure à 200 ampères. Cette réforme visait  
2 également à harmoniser le seuil de facturation avec celui des tarifs domestiques  
3 et à simplifier la tarification des petits clients pour qui la facturation de la  
4 puissance est un concept complexe et difficile à gérer.

5 Le passage à un seuil de facturation de la puissance de 50 kW pourrait  
6 s'effectuer en deux étapes. Lors de la première étape, le seuil de facturation de  
7 la puissance passerait à 45 kW. Tel qu'illustré au tableau 12, le seuil de la  
8 première tranche d'énergie serait également élevé à 13 200 kWh de façon à  
9 récupérer les coûts de transport et de distribution auparavant récupérés par la  
10 prime de puissance et à respecter le facteur d'utilisation médian de la catégorie  
11 qui s'élève à 41 %. À la deuxième étape, le seuil de facturation de la puissance  
12 serait fixé à 50 kW et le seuil de la première tranche serait ajusté en  
13 conséquence. Au terme de cette réforme, près de 7 000 petits clients  
14 additionnels ne seraient plus facturés pour la puissance.

**TABLEAU 12**
**PASSAGE À UN SEUIL DE FACTURATION DE 40 À 45 kW**

	Tarif au 1 <sup>er</sup> avril 2004	Tarif à 45 kW
Redevance d'abonnement	12,18 \$/mois	12,18 \$/mois
Prime de puissance applicable à l'excédent de	14,19 \$/kW 40 kW	14,24 \$/kW 45 kW
Prix de l'énergie		
seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche	11 700 kWh	13 200 kWh
prix de la 1 <sup>re</sup> tranche	7,74 ¢/kWh	7,77 ¢/kWh
prix de la 2 <sup>e</sup> tranche	3,90 ¢/kWh	3,91 ¢/kWh

15 La poursuite de la réforme du seuil de facturation de la puissance se ferait à  
16 revenus constants pour Hydro-Québec Distribution. Elle aurait toutefois des

- 1 impacts différents sur la clientèle. Le tableau 13 présente l'impact qu'aurait le  
2 passage du seuil de facturation de la puissance de 40 à 45 kW<sup>7</sup>.

**TABLEAU 13**

**IMPACT DU PASSAGE DU SEUIL DE FACTURATION DE 40 À 45 kW**

<i>Tranches de variation de la facture annuelle (%)</i>	<i>Répartition des clients (%)</i>
Moins de -4 (minimum : -40)	1,5
De -4 à -0,5	4,0
De -0,5 à 0,5	88,8
De 0,5 à 4	4,9
4 et plus (maximum : 6)	0,9
Total	100,0

## **7 TARIF G-9**

### **7.1 Historique du tarif**

3 Le tarif G-9 s'adresse aux clients de petite et de moyenne puissance dont le  
4 niveau d'utilisation de la puissance disponible est faible (par exemple, les  
5 fonderies ou encore les remontées mécaniques des stations de ski).

6 Jusqu'en 1976, sa structure est composée d'un prix de puissance et de trois prix  
7 d'énergie décroissants, déterminés en fonction du nombre d'heures d'utilisation.

8 En 1976, la troisième tranche d'énergie est supprimée. Ce tarif s'adresse aux  
9 clients à faible facteur d'utilisation (moins de 20 % selon la structure tarifaire en  
10 vigueur à cette époque). En 1981, la deuxième tranche d'énergie est supprimée  
11 et le tarif G-9 prend sa forme actuelle à partir de 1982.

---

<sup>7</sup> Voir aussi les exemples de factures mensuelles présentées à l'annexe 7.

1 En 1993, suite à la réforme du tarif M, le tarif G-9 est calibré de façon à satisfaire  
2 un plus grand nombre de clients à faible facteur d'utilisation : désormais, le tarif  
3 G-9 s'adresse aux clients ayant un facteur d'utilisation inférieur à 30 %.

4 En outre, le client au tarif G-9 doit acquitter un montant mensuel minimal de la  
5 facture qui correspond à la redevance du tarif G. Au 1<sup>er</sup> avril 2004, ce montant  
6 s'élève à 12,18 \$.

7 Par ailleurs, le tarif G-9 contient également, tout comme le tarif M et le tarif G,  
8 des dispositions permettant à un client de courte durée d'adhérer à ce tarif. Dans  
9 ce cas, outre le montant mensuel minimal de la facture qui est majoré de  
10 12,18 \$, la prime de puissance mensuelle est majorée de 4,92 \$/kW en période  
11 d'hiver. Cette majoration permet de compenser le fait que la puissance à facturer  
12 minimale ne s'applique pas pendant les périodes de l'année où le client n'est pas  
13 présent.

14 La structure du tarif G-9 au 1<sup>er</sup> avril 2004 est présentée au tableau 14 alors que  
15 l'historique des composantes tarifaires est présenté à l'annexe 4.

**TABLEAU 14**  
**TARIF G-9 AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

Prime mensuelle de puissance	3,66 \$/kW
Prix de l'énergie	8,01 ¢/kWh
Abonnement de courte durée majoration de la prime de puissance en période d'hiver	4,92 \$/kW

## **7.2 Description de la clientèle**

16 Le tableau 15 présente les principales données de facturation pour le tarif G-9,  
17 pour la période allant du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au 31 août 2003. Pour fins

- 1 d'analyse, le Distributeur retient un peu plus de 3 500 abonnements consommant  
2 près de 1 TWh et générant des revenus de 103 M\$.

**TABLEAU 15**

**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF G-9 - 2002-2003**

	Abonnements	Consommation (GWh)	Revenus (M\$)
Régulier	3 414	954	99
Courte durée	177	28	3
Total	3 591	982	103

### **7.3 Cadre d'analyse du tarif G-9**

#### ***7.3.1 Survol des pratiques chez les autres distributeurs***

3 Peu de distributeurs en Amérique du Nord offrent un tarif distinct à leur clientèle  
4 caractérisée par une faible utilisation de la puissance à facturer. Les distributeurs  
5 nord-américains traitent généralement cette clientèle par l'entremise d'une  
6 structure de prix dégressive par tranche inhérente aux tarifs de base (tarif de  
7 Wright). Cette structure permet de tenir compte du faible niveau d'utilisation de la  
8 puissance par la clientèle en combinant à une prime de puissance plus faible,  
9 une tranche de prix plus élevée pour un certain nombre d'heures d'utilisation de  
10 la puissance ou pour les premiers kilowattheures de consommation. Toutefois,  
11 cette façon de faire alourdit la structure du tarif de base et dilue le signal de prix.

12 Hydro-Québec offrait auparavant cette forme de tarification à ses clients. Elle a  
13 été abolie après la période de consolidation des tarifs généraux de 1975 à 1989.  
14 À l'issue de cette phase de consolidation, le tarif G-9 a été conservé comme tarif  
15 pour faible facteur d'utilisation pour la clientèle de petite et moyenne puissance

1 tandis que le tarif H fut réservé pour la clientèle de grande puissance. Ces deux  
2 tarifs ont ainsi pris leur forme actuelle en 1982.

3 L'approche privilégiée par Hydro-Québec Distribution est de répondre à différents  
4 besoins de la clientèle en introduisant des tarifs optionnels plutôt qu'en rendant  
5 les tarifs de base plus polyvalents. L'avantage principal de cette approche réside  
6 dans une simplification de la structure des tarifs de base où se retrouve la très  
7 grande majorité des clients. La promotion et l'application de ces tarifs en sont  
8 alors facilitées. Cette même approche se retrouve également en Europe,  
9 particulièrement chez Électricité de France, où des tarifs pour différents niveaux  
10 d'utilisation de la puissance à facturer sont offerts, tels que courte, moyenne et  
11 longue utilisations.

12 En offrant un tarif spécifique pour faible facteur d'utilisation, Hydro-Québec  
13 Distribution se démarque des autres distributeurs en Amérique du Nord. Par  
14 ailleurs, la présence de plus de 3 500 abonnements à cette option démontre sa  
15 pertinence et le fait qu'elle réponde à un réel besoin.

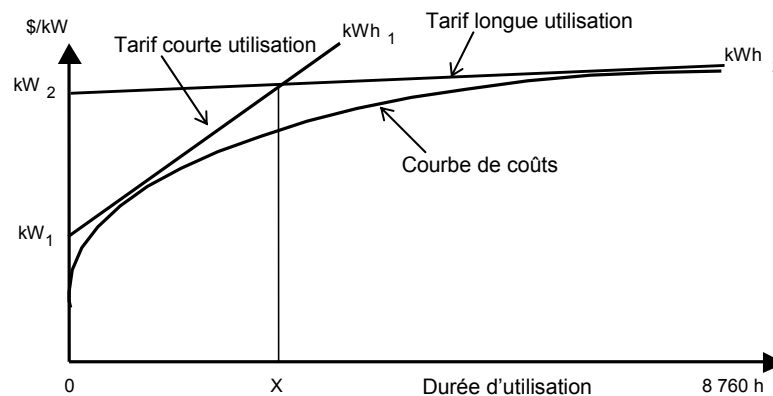
### ***7.3.2 Établissement des composantes tarifaires***

16 L'étude de la structure actuelle du tarif G-9 devrait prendre en considération la  
17 continuité avec les tarifs généraux, soit les tarifs G, M et L. La continuité tarifaire  
18 du tarif G-9 avec les autres tarifs généraux se traduit par le fait que les clients  
19 voient un avantage à passer du tarif de base au tarif G-9 lorsque leur facteur  
20 d'utilisation est inférieur à 30 %. Ainsi, les frais de puissance sont diminués par  
21 rapport au tarif général applicable alors que les prix de l'énergie sont accrus de  
22 manière à récupérer en énergie la différence entre la prime de puissance du tarif  
23 régulier et celle du tarif pour faible facteur d'utilisation.

24 Le graphique 1 en fait l'illustration. Le tarif G-9 a été conçu à partir du tarif M. Le  
25 tarif G-9 peut être représenté autour de la courbe des coûts de la catégorie de  
26 consommateurs par la droite 1 « tarif courte utilisation » tandis que le tarif M est

1 représenté par la droite 2 « tarif longue utilisation ». Les deux droites permettent  
2 de mieux refléter l'évolution du coût unitaire du kW (puissance et énergie  
3 combinées) en fonction du nombre d'heures d'utilisation de la puissance. Le coût  
4 unitaire augmente donc plus rapidement dans le cas d'un tarif courte utilisation.  
5 C'est pourquoi le client a avantage à passer au tarif longue utilisation à un certain  
6 niveau « X » d'utilisation de la puissance.

**FIGURE 1**  
**COÛT D'UN kW EN FONCTION DE LA DURÉE D'UTILISATION**



7 La prime de puissance du tarif G-9 est établie à un niveau qui permet de couvrir  
8 en partie ou en totalité les coûts de distribution. Ce choix est fait en considérant  
9 la portion de frais fixes que le Distributeur veut voir assumer par le client au  
10 détriment de la partie variable. Historiquement, le niveau de la prime de  
11 puissance au tarif G-9 a été situé à 30 % de la prime de puissance du tarif M. À  
12 ce niveau, la prime permet de couvrir tous les revenus requis du service à la  
13 clientèle de même qu'une partie des revenus requis associés à la portion réseau  
14 de distribution du tarif M. Le reste des coûts en distribution et en transport est  
15 récupéré dans le prix en énergie. Ainsi, au fur et à mesure que le client  
16 consomme, il peut assumer les coûts de réseau qui ont été engagés pour  
17 répondre à ses besoins.

1 Selon le calcul présenté au tableau 16, le prix de l'énergie du tarif G-9 est établi  
 2 de manière à récupérer la part des coûts de puissance qui n'est pas récupérée  
 3 par la prime de puissance de 3,66 \$/kW. La différence de 8,82 \$/kW entre la  
 4 prime de puissance au tarif M (12,48 \$/kW) et la prime du tarif G-9 (3,66 \$/kW)  
 5 est exprimée en ¢/kWh (4,08 ¢/kWh) en considérant un facteur d'utilisation de  
 6 30 % qui représente la limite désirée entre le tarif à faible facteur d'utilisation et le  
 7 tarif régulier. Cette différence exprimée en énergie (4,08 ¢/kWh) est ajoutée au  
 8 prix de la première tranche d'énergie du tarif M (3,89 ¢/kWh), ce qui donne un  
 9 prix moyen de l'énergie de 7,97 ¢/kWh.

**TABLEAU 16**  
**ORIGINE DU TARIF G-9**

Composantes tarifaires	Tarif M	Tarif G-9
Prime de puissance (\$/kW)	12,48	3,66
Prime résiduelle (\$/kW)	-	8,82
Composante puissance exprimée en énergie à 30% de FU (¢/kWh)	-	4,08
Énergie (¢/kWh)		
1 <sup>re</sup> tranche	3,89	7,97 <sup>1</sup>
2 <sup>e</sup> tranche	2,53	

<sup>1</sup> Somme de la composante puissance exprimée en énergie et du prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie.

10 Ces résultats démontrent que le tarif G-9 au 1<sup>er</sup> avril 2004 est bien calibré par  
 11 rapport au tarif M en tenant compte de la limite choisie de 30 %. En effet, le prix  
 12 de 7,97 ¢/kWh est presque identique au prix de l'énergie de 8,01 ¢/kWh du tarif  
 13 G-9 au 1<sup>er</sup> avril 2004.

14 À cet égard, il est intéressant de noter que le point de rencontre entre le tarif G et  
 15 le tarif G-9 fait en sorte qu'un client dont la puissance est près de 55 kW a une  
 16 facture identique au tarif G et au tarif G-9 pour de très faibles facteurs  
 17 d'utilisation. Au tarif G en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2004, un client ne paie la prime de

1 puissance que pour l'excédent de 40 kW à un prix de 14,19 \$/kW tandis que le  
2 prix de la puissance au tarif G-9 qui est de 3,66 \$/kW, est appliqué sur tous les  
3 kilowatts appelés.

4 En résumé, le tarif G-9 actuel ne nécessite aucun ajustement par rapport au tarif  
5 M. Il permet de répondre aux attentes d'un tarif pour faible utilisation tout en  
6 assurant une transition avec les tarifs G et L.

### ***7.3.3 Évolution possible des composantes tarifaires du tarif G-9***

7 Si le tarif M voyait sa prime de puissance augmenter un peu moins rapidement  
8 que ses composantes en énergie, il faudrait faire évoluer la prime au tarif G-9 au  
9 même rythme afin de conserver le même point de rencontre entre ces deux  
10 tarifs. Le prix de l'énergie devrait alors être ajusté pour permettre de récupérer  
11 les revenus requis associés au tarif G-9. L'évolution de la prime de puissance et  
12 du prix de l'énergie du tarif G-9 restant très liée à l'évolution des tarifs G et M, la  
13 continuité tarifaire entre ces tarifs serait ainsi maintenue.

14 La même majoration de prime de puissance en période d'hiver pour les clients de  
15 courte durée des tarifs M et G-9 pourrait également être conservée. De cette  
16 façon, le signal de prix associé à l'utilisation de la puissance en hiver resterait le  
17 même pour cette catégorie de clients.

18 Par ailleurs, le montant mensuel minimal de la facture pourrait être augmenté en  
19 fonction des hausses moyennes accordées au tarif G-9.

## **8 TARIF H**

### **8.1 Historique du tarif**

20 Le tarif H s'adresse aux clients de grande puissance dont le facteur d'utilisation  
21 est faible. Depuis son introduction, le tarif H a conservé la même structure : un  
22 prix de puissance et deux prix d'énergie (l'un de pointe, applicable pendant les

1 jours de semaine en hiver, et l'autre hors pointe, applicable en dehors des jours  
2 de semaine en hiver). L'accès à ce tarif est élargi pour inclure les producteurs  
3 autonomes qui peuvent l'utiliser à titre d'énergie de secours lorsque leur source  
4 d'énergie habituelle fait momentanément défaut.

5 À la suite de la décision D-2002-47 de la Régie de l'énergie concernant la  
6 demande d'approbation de modifications aux tarifs généraux de grande  
7 puissance – tarif H et tarif de dépannage LD – la portion dépannage pour les  
8 producteurs autonomes du tarif H est isolée pour devenir le tarif LD. Le libellé du  
9 tarif H est modifié afin de supprimer toutes les dispositions relatives à l'énergie  
10 de secours qui ne fait pas partie du volume d'électricité patrimoniale.

11 Désormais, le tarif H ne s'adresse plus qu'aux clients de grande puissance dont  
12 l'abonnement est caractérisé par une utilisation de la puissance à facturer  
13 principalement en dehors des jours de semaine en hiver (par exemple, les silos à  
14 grains). Ce tarif est donc de type horo-hebdo-saisonnier et peut s'appliquer à tout  
15 abonnement dont la puissance à facturer minimale est supérieure à 5 000 kW.

16 Tel que mentionné à la section précédente portant sur le tarif G-9, l'approche  
17 privilégiée par Hydro-Québec Distribution est l'introduction de tarifs distincts des  
18 tarifs de base afin de mieux refléter les coûts occasionnés par une catégorie de  
19 clients caractérisés par un profil de consommation particulier. En effet, les tarifs  
20 de base formés d'une prime de puissance associée à un ou des prix de l'énergie  
21 ne peuvent refléter adéquatement la courbe des coûts en fonction des heures  
22 d'utilisation possibles (voir graphique 1 de la section 7.3.2).

23 La structure au 1<sup>er</sup> avril 2004 du tarif H est présentée au tableau 17 alors que  
24 l'historique de ses structures tarifaires est présenté à l'annexe 5.

**TABLEAU 17**  
**TARIF H AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

Prime mensuelle de puissance	4,53 \$/kW
Prix de l'énergie	
en dehors des jours de semaine en hiver	4,05 ¢/kWh
entre 6h et 22h les jours de semaine en hiver	15,35 ¢/kWh

## **8.2 Description de la clientèle**

1 Pour la période allant du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au 31 août 2003, le tarif H comptait  
2 deux abonnements. Leur consommation annuelle, s'élevant à un peu plus de  
3 12 GWh, génère des revenus d'environ 1 M\$.

## **8.3 Cadre d'analyse du tarif H**

### **8.3.1 Établissement des composantes tarifaires**

4 Le tarif H est conçu de manière à récupérer, par le biais d'une prime de  
5 puissance de 4,53 \$/kW, les revenus requis de distribution alloués au tarif L et  
6 une partie des revenus requis de transport qui sont immobilisés pour répondre à  
7 la demande. Ainsi après avoir enlevé le crédit d'alimentation de 0,837 \$/kW pour  
8 tenir compte d'une alimentation de 25 kV et 0,1377 \$/kW pour tenir compte du  
9 rajustement pour pertes de transformation, la prime résiduelle est de 3,555 \$/kW.  
10 Tel que mentionné à la section précédente sur le tarif G-9, les frais de puissance  
11 résiduels sont récupérés par l'entremise du ou des prix en énergie. Comme  
12 démontré au tableau 18, la différence entre la prime de puissance au tarif L  
13 (11,40 \$/kW) et la prime au tarif H (4,53 \$/kW), est ajoutée au prix de l'énergie en  
14 considérant un facteur d'utilisation de 30 %, ce qui représente la limite désirée  
15 entre le tarif à faible facteur d'utilisation et le tarif régulier.

1 L'écart de 6,87 \$/kW appliqué à un facteur d'utilisation de 30 % sur une période  
2 mensuelle de 720 heures se traduit par un prix de 3,18 ¢/kWh<sup>8</sup>. Il en résulte un  
3 prix moyen de l'énergie de 5,71 ¢/kWh, lorsqu'on ajoute 3,18 ¢/kWh au prix de  
4 l'énergie au tarif L de 2,53 ¢/kWh.

5 Comme les coûts de puissance sont associés à la période de pointe<sup>9</sup>, la  
6 répartition du prix moyen entre la période de pointe et la période hors pointe doit  
7 tenir compte du coût d'utilisation plus élevé de la puissance durant la pointe. En  
8 1982, un prix de 10,0 ¢/kWh avait été adopté. En tenant compte du nombre  
9 respectif d'heures incluses durant les périodes de pointe et hors pointe, ce prix  
10 de pointe impliquait une répartition de 60 % des coûts de puissance durant la  
11 période de pointe, et le reste en période hors pointe.

**TABLEAU 18**  
**ORIGINE DU TARIF H**

Composante tarifaire	Tarif L	Tarif H
Prime de puissance (\$/kW)	11,40	4,53
Prime résiduelle (\$/kW)	-	6,87
Composante puissance exprimée en énergie à 30% de FU (¢/kWh)	-	3,18
Énergie (¢/kWh)	2,53	5,71
Pointe		15,35
Hors pointe		4,05

<sup>8</sup> Soit  $6,87 / (720 * 0,3)$

<sup>9</sup> La durée de la période de pointe est établie en fonction des conditions de fonctionnement du réseau où la probabilité d'occurrence de la pointe est la plus élevée, ce qui correspond à une plage d'heure variant entre 6h00 et 22h00 durant les jours ouvrables d'hiver. La période de pointe est donc composée de 1 296 heures et la période hors pointe, de 7 464 heures. Cette répartition a ainsi été faite de manière à donner un signal dissuasif pour la période de pointe.

1 Cette proportion des prix pointe et hors pointe est plus ou moins restée la même  
2 depuis 1982 puisque ces prix ont varié au rythme des hausses tarifaires  
3 applicables aux tarifs réguliers. En effet, aujourd'hui, les prix de l'énergie, soit  
4 15,35 ¢/kWh et 4,05 ¢/kWh, impliquent un prix de puissance de 12,28 ¢/kWh et  
5 de 1,45 ¢/kWh respectivement pour les périodes de pointe et hors pointe, ce qui  
6 correspond toujours à une répartition de 60 % des coûts de puissance durant la  
7 période de pointe (1 296 heures) et le reste en période hors pointe (7 464  
8 heures)<sup>10</sup>.

### ***8.3.2 Évolution possible des composantes tarifaires***

9 Comme le tarif H est dérivé du tarif L, il devrait suivre la progression du tarif L.  
10 Ainsi, si la pondération des revenus en énergie devait augmenter plus  
11 rapidement au tarif L, le tarif H devrait être ajusté dans les mêmes proportions.  
12 Par ailleurs, la répartition des coûts de puissance entre les périodes de pointe et  
13 hors pointe devrait également être maintenue à son niveau actuel, ce qui  
14 implique que les deux prix de l'énergie seraient augmentés dans les mêmes  
15 proportions.

## **9 TARIFS À FORFAIT POUR USAGE GÉNÉRAL**

### **9.1 Historique du tarif**

16 Les tarifs à forfait T-1, T-2 et T-3 s'appliquent à l'abonnement pour usage général  
17 lorsque la consommation d'énergie n'est pas mesurée.

18 Généralement, le Distributeur préconise le mesurage de toutes les charges  
19 raccordées au réseau de distribution afin de connaître avec précision la

---

<sup>10</sup> La proportion de 60 % des coûts de puissance est obtenue de la façon suivante : 1 296 heures en pointe \* 12,28 ¢/kWh + 7 464 heures hors pointe \* 1,45 ¢/kWh = 159,15 \$ + 108,23 \$ = 267,38 \$. Le montant de 159,15 \$ correspond ainsi à 60 % du montant total de 267,38 \$.

1 consommation du client de façon à appliquer le tarif approprié. Toutefois, en  
2 présence d'une très petite charge, il est d'usage dans l'industrie d'abandonner le  
3 mesurage et de procéder par estimation de la consommation (soit en énergie  
4 et/ou en puissance). Certains distributeurs d'électricité acceptent cette pratique,  
5 soit lorsque le coût des installations de mesurage et de la relève des compteurs  
6 est élevé par rapport à l'importance de la charge (par exemple, une cabine  
7 téléphonique) ou la durée de l'abonnement (par exemple, une foire), soit lorsque  
8 l'installation du mesurage et la relève de compteur ne sont pas sécuritaires (par  
9 exemple, un panneau réclame en bordure d'une autoroute) ou en raison d'une  
10 difficulté d'accès (par exemple, une antenne sur une montagne).

11 C'est pour ces cas particuliers que les tarifs à forfait, qui appartiennent à la  
12 catégorie des tarifs de petite puissance, ont été conçus à partir du tarif G. Pour  
13 un abonnement mensuel, un prix de 33,57 \$/kW est appliqué à l'estimation de la  
14 puissance à facturer, laquelle correspond généralement à la puissance installée  
15 par point de livraison. Cette structure tarifaire (\$/kW) évite une étape  
16 additionnelle qu'est l'estimation de la consommation (kWh) et donne aux clients  
17 un signal de prix clair et facile de compréhension. Elle permet aussi aux clients  
18 de profiter d'économies d'énergie en optant pour des charges dont l'appel de  
19 puissance est réduit. Compte tenu de la nature des charges actuellement  
20 facturées aux tarifs à forfait, toutes les économies d'énergie se traduisent par  
21 une réduction de la puissance à facturer et donc par une baisse de la facture  
22 pour le client.

23 Les tarifs T-1 et T-2 ont été établis à partir du tarif T-3 pour correspondre  
24 respectivement au neuvième et au tiers de ce dernier.

25 Le tableau 19 décrit la structure des tarifs à forfait T-1, T-2 et T-3 au 1<sup>er</sup> avril  
26 2004 et l'annexe 6 présente l'historique de ces tarifs depuis 1975 et leur lien  
27 avec le tarif G duquel ils sont dérivés.

**TABLEAU 19**  
**TARIFS T-1, T-2 ET T-3 AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

	Minimum	Jusqu'à concurrence de
T-1 (quotidien)	3,73 \$/kW par jour	11,20 \$/kW par semaine
T-2 (hebdomadaire)	11,20 \$/kW par semaine	33,57 \$/kW par mois
T-3 (30 jours ou plus)	33,57 \$/kW par mois	
Montant minimal de la facture	6,72 \$/mois pour l'électricité livrée monophasée 20,19 \$/mois pour l'électricité livrée triphasée	

**9.2 Description de la clientèle**

1 Pour la période allant du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au 31 août 2003, le Distributeur  
 2 comptait 22 092 abonnements aux tarifs à forfait, dont la quasi-totalité au tarif T-  
 3 3. Les principaux usages non mesurés sont les feux de circulation, les blocs  
 4 d'alimentation des systèmes de câblodistribution, les cabines téléphoniques et  
 5 l'éclairage des enseignes. La puissance annuelle facturée totalise 21 MW, pour  
 6 des revenus de 8,7 M\$. Le tableau 20 présente une description sommaire des  
 7 abonnements aux tarifs à forfait.

**TABLEAU 20**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE DES TARIFS À FORFAIT – ANNÉE 2002-2003**

Domaines d'activité	Abonnements	Puissance forfaitaire (kW)	Revenus annuels ('000 \$)
Câblodistributeur, TV, Radio	8 122	5 940	2 430
Commercial divers	1 487	2 324	890
Compagnies de téléphone	5 214	2 807	1 242
Ministères et sociétés d'état	1 841	2 008	829
Sociétés d'affichage	277	275	114
Sociétés de chemin de fer	855	432	185
Villes, municipalités, paroisses	4 244	7 373	3 030

---

Total	22 040	21 159	8 720
-------	--------	--------	-------

### **9.3 Cadre de révision des tarifs à forfait**

1 Les tarifs à forfait pour usage général pourraient conserver leur structure  
2 actuelle. À cet effet, le tarif mensuel T-3 continuerait d'être calibré à un facteur  
3 d'utilisation avoisinant les 60 % de la première tranche d'énergie du tarif G, ce  
4 qui correspond à 430 heures d'utilisation mensuelle de la puissance installée. À  
5 l'avenir, l'application des hausses tarifaires devrait autant que possible maintenir  
6 la relation entre le tarif mensuel (T-3) et les tarifs hebdomadaire (T-2) et  
7 quotidien (T-1).

## **10 TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC**

### **10.1 Historique du tarif**

8 Les tarifs d'éclairage public sont offerts aux gouvernements fédéral et provincial,  
9 aux municipalités ou à toute personne dûment autorisée par ces derniers et sont  
10 regroupés en deux services, soit les services général et complet.

11 Le service général comprend la fourniture d'électricité aux installations du client  
12 ainsi que, dans certains cas, la location d'espace sur les poteaux du réseau du  
13 Distributeur pour la fixation des luminaires. Le service complet comprend la  
14 fourniture, l'exploitation et l'entretien de luminaires ainsi que leur alimentation  
15 électrique.

16 Les services d'éclairage public sont introduits au règlement tarifaire en 1975.  
17 C'est toutefois en 1978 que le prix facturé au service général devient équivalent  
18 au prix de la première tranche d'énergie du tarif G, qui est son tarif de référence.  
19 Lorsque la consommation d'énergie n'est pas mesurée, le Distributeur l'estime en

1 multipliant la puissance raccordée par 345 heures d'utilisation mensuelle, ou par  
2 720 heures d'utilisation mensuelle dans le cas des tunnels ou autres installations  
3 qui nécessitent 24 heures d'éclairage par jour.

4 Le prix du service complet correspond depuis 1975 à un tarif forfaitaire par type  
5 de luminaire. De façon à favoriser l'installation de luminaires plus efficaces par  
6 les municipalités, le Distributeur procède de 1992 à 1996 à une correction des  
7 prix du service complet afin de fixer les tarifs pour chacun des types de luminaire  
8 à un niveau reflétant davantage leur consommation d'énergie, plutôt que sur la  
9 seule base des lumens.

10 Le tableau 21 décrit plus précisément la structure tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2004 du  
11 service d'éclairage public.

**TABLEAU 21**  
**TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

Service général	7,74 ¢/kWh
Service complet	Tarif par luminaire
<u>Luminaires normalisés</u>	
- vapeur de sodium haute pression	
3 600 lumens	16,02 \$
5 000 lumens	17,64 \$
8 500 lumens	19,20 \$
14 400 lumens	20,73 \$
22 000 lumens	24,30 \$
- vapeur au mercure	
10 000 lumens	23,25 \$
20 000 lumens	30,54 \$
<u>Luminaires non normalisés</u> <sup>11</sup>	

<sup>11</sup> Les tarifs applicables aux luminaires non normalisés sont maintenus uniquement pour les installations antérieures au 1<sup>er</sup> mai 1986. Toutefois, en date du 31 août 2003, il n'y a aucun luminaire non normalisé facturé.

- incandescent avec réflecteur	
1 000 lumens	25,29 \$
2 500 lumens	29,79 \$
4 000 lumens	34,77 \$
- incandescent avec réflecteur et diffuseur	
2 500 lumens	29,79 \$
4 000 lumens	34,77 \$
6 000 lumens	39,36 \$
- vapeur au mercure	
7 000 lumens	20,88 \$
50 000 lumens	62,49 \$

## 10.2 Description de la clientèle

- 1 Pour la période allant du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au 31 août 2003, le Distributeur  
 2 comptait 5 880 abonnements aux tarifs d'éclairage public, pour des revenus de  
 3 44,5 M\$. Le tableau 22 présente une description sommaire de ces abonnements.

**TABLEAU 22**

**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D'ÉCLAIRAGE PUBLIC – ANNÉE 2002-2003**

	Abonnements	Revenus annuels (M\$)	Consommation facturée (GWh estimés)
Service général	5 084	42,3	546
Service complet <sup>1</sup>	796	2,2	6
Total	5 880	44,5	552

<sup>1</sup> N'inclut que des luminaires normalisés.

- 4 Au service complet (luminaires normalisés seulement), ce sont les luminaires à  
 5 vapeur de sodium haute pression à 5 000 et 8 500 lumens qui sont les plus  
 6 demandés par les clients. Aucun client n'est équipé de luminaires à 3 600  
 7 lumens.

### 10.3 Cadre d'analyse des tarifs d'éclairage public

- 1 Les prix du service général d'éclairage public et ceux des luminaires au service  
2 complet d'éclairage public devraient évoluer en fonction du tarif de référence qui  
3 est en l'occurrence le prix de la première tranche du tarif G.

## 11 TARIFS D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE

### 11.1 Historique du tarif

- 4 Le service d'éclairage Sentinelle comprend la fourniture, l'exploitation et  
5 l'alimentation électrique des luminaires de type Sentinelle. Ces luminaires sont la  
6 propriété du Distributeur et servent à l'éclairage extérieur, exception faite de  
7 l'éclairage public.

- 8 Le tableau 23 présente la structure des tarifs applicables au service d'éclairage  
9 Sentinelle au 1<sup>er</sup> avril 2004.

**TABLEAU 23**  
**TARIF D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2004**

	Tarif par luminaire
Avec poteau	
7 000 lumens	32,61 \$
20 000 lumens	42,96 \$
Sans poteau	
7 000 lumens	25,62 \$
20 000 lumens	36,93 \$

## **11.2 Description de la clientèle**

1 Entre le 1<sup>er</sup> septembre 2002 et le 31 août 2003, le Distributeur comptait 379  
2 abonnements au service d'éclairage Sentinelle, principalement pour l'éclairage  
3 de stationnements, ruelles ou sorties de secours. La consommation d'énergie  
4 associée au service Sentinelle est estimée à 1 GWh, pour des revenus annuels  
5 d'environ 250 000 \$.

## **11.3 Cadre d'analyse des tarifs d'éclairage Sentinelle**

6 Tout comme les tarifs d'éclairage public, il serait souhaitable que les tarifs  
7 applicables au service d'éclairage Sentinelle continuent à suivre l'évolution du  
8 prix de la première tranche d'énergie du tarif G.

**ANNEXE 1 :  
HISTORIQUE DU TARIF L**



<b>TARIF L</b>		#163 Janv. 1975 (1)	#173 Janv. 1976 (1)	#173 Janv. 1977 (1)	#205 Janv. 1978	#225 Janv. 1979	#225 Janv. 1980	#225 Janv. 1981	#290 Janv. 1982	#321 Janv. 1983	#346 Fév. 1984	#383 Mai 1985	#403 Mai 1986
<b>PUISSANCE</b>													
<b>Première tranche</b>	kW	5 000	5 000	5 000	15 000	30 000	30 000	30 000	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout
	\$/kW	19 000	20 750	22 750	4,29	5,01	5,16	5,19	4,65	4,98	3,66	3,75	3,93
<b>Deuxième tranche</b>	kW	5 000	5 000	5 000	15 000	Reste	Reste	Reste	---	---	---	---	---
	\$/kW	3,80	4,15	4,55	4,05	4,71	4,92	5,10	---	---	---	---	---
<b>Troisième tranche</b>	kW	10 000	10 000	10 000	Reste	---	---	---	---	---	---	---	---
	\$/kW	3,45	3,80	4,20	3,84	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Reste de la puissance</b>	\$/kW	3,25	3,60	4,00	3,84	4,71	4,92	5,10	---	---	---	---	---
<b>ÉNERGIE</b>													
<b>Toute l'énergie</b>	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Premières 120 heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)</b>	¢/kWh	---	---	---	1,20	1,20	1,50	1,75	2,10	2,25	3,73	3,83	4,04
<b>Deuxième tranche</b>	kWh	1 000 000	1 000 000	1 000 000	600 000	300 000	300 000	300 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000
	¢/kWh	0,50	0,55	0,60	0,75	1,00	1,35	1,65	1,82	1,95	2,06	2,11	2,23
<b>Troisième tranche</b>	kWh	---	---	---	---	2 100 000	2 100 000	2 100 000	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	0,85	1,20	1,45	---	---	---	---	---
<b>Le reste de l'énergie</b>	¢/kWh	0,42	0,46	0,50	0,60	0,65	0,75	1,00	1,25	1,35	1,42	1,45	1,53
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>													
<b>Appel de puissance exceptionnel</b>	\$/kW				(2) 6,00	(2) 7,50	(2) 9,00	(2) 10,50	(3) 15,00	(3) 16,05	(4) 12,00	(4) 12,30	(4) 12,96
<b>CRÉDIT LIMITATION DE PUISSANCE (5)</b>	\$/kW				.24 à 1.05	.24 à 1.05	.24 à 1.05	.24 à 1.05					

(1) Pour 1975, 1976 et 1977, le prix indiqué est global.

(2) S'applique à l'excédent de la puissance autorisée, laquelle se limite, selon l'engagement du client, à un niveau situé entre 100% et 133 % de la puissance souscrite.

(3) S'applique à l'excédent de 100 % de la puissance souscrite.

(4) S'applique à l'excédent de 110 % de la puissance souscrite.

(5) Si le client s'engage à limiter ses appels de puissance en hiver à 125% ou moins, de la puissance souscrite, ce crédit pour limitation de puissance s'applique.

**Évolution des structures tarifaires - Tarif L  
1975 à 2004**

<b>TARIF L</b>		#429 Mai 1987	#453 Mai 1988	#489 Mai 1989	#499 Mai 1990	#499 Mai 1991	#569 Mai 1992	#586 Mai 1993	#586 Mai 1994	#618 Mai 1995	#642 Mai 1996	#658 Mai 1997	#663 Mai 1998	Janv. 2004	Avril 2004
<b>PUISSANCE</b>															
<b>Première tranche</b>	kW	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout	Tout
	\$/kW	4,11	4,26	4,47	6,63	8,67	10,23	10,35	10,47	10,59	10,65	10,80	10,95	11,28	11,40
<b>Deuxième tranche</b>	kW	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	\$/kW	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Troisième tranche</b>	kW	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	\$/kW	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Reste de la puissance</b>	\$/kW	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>ÉNERGIE</b>															
<b>Toute l'énergie</b>	¢/kWh	---	---	---	---	---	2,21	2,25	2,27	2,31	2,34	2,38	2,42	2,49	2,53
<b>Premières 120 heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)</b>	¢/kWh	4,23	4,40	4,57	3,64	2,86	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	kWh	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Deuxième tranche</b>	¢/kWh	2,33	2,42	2,52	2,45	2,35	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Troisième tranche</b>	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Le reste de l'énergie</b>	¢/kWh	1,60	1,68	1,77	1,93	2,10	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>															
<b>Appel de puissance exceptionnel</b>	\$/kW	(4) 13,56	(4) 14,04	(4) 14,67	(4) 15,78	(4) 16,89	(4) 17,46	(4) 17,73	(4) 17,91	(4) 18,24	(4) 18,48	(4) 18,78	(4) 19,14	(4) 19,71	(4) 19,98
<b>CRÉDIT LIMITATION DE PUISSANCE (5)</b>	\$/kW														

(1) Pour 1975, 1976 et 1977, le prix indiqué est global.

(2) S'applique à l'excédent de la puissance autorisée, laquelle se limite, selon l'engagement du client, à un niveau situé entre 100% et 133 % de la puissance souscrite.

(3) S'applique à l'excédent de 100 % de la puissance souscrite.

(4) S'applique à l'excédent de 110 % de la puissance souscrite.

(5) Si le client s'engage à limiter ses appels de puissance en hiver à 125% ou moins, de la puissance souscrite, ce crédit pour limitation de puissance s'applique.

**ANNEXE 2 :  
HISTORIQUE DU TARIF M**



<b>TARIF M</b>	<b>Règl.</b>	<b>#163 Janv. 1975</b>	<b>#173 Janv. 1976</b>	<b>#173 Janv. 1977</b>	<b>#205 Janv. 1978</b>	<b>#225 Janv. 1979</b>	<b>#225 Janv. 1980</b>	<b>#225 Janv. 1981</b>	<b>#290 Janv. 1982</b>	<b>#321 Janv. 1983</b>	<b>#346 Fév.r 1984</b>	<b>#383 Mai 1985</b>	<b>#403 Mai 1986</b>	<b>#429 Mai 1987</b>
<b>Puissance</b>														
<b>Prix de la puissance à facturer</b>	\$/kW	1,60	1,75	1,90	2,40	2,55	2,91	2,94	3,21	3,45	3,66	3,75	3,93	4,11
<b>ÉNERGIE</b>														
<b>Premières heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)</b>	h. ¢/kWh	100 2,25	100 2,45	100 2,70	120 2,80	120 3,30	120 3,50	120 3,75	120 4,30	120 4,60	120 4,85	120 4,98	120 5,25	120 5,49
<b>Première tranche</b>	kWh ¢/kWh	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---
<b>Deuxième tranche</b>	kWh ¢/kWh	15 000 1,10	15 000 1,20	15 000 1,30	45 000 1,30	66 000 1,55	81 000 1,90	87 000 2,15	87 000 2,60	87 000 2,80	78 000 2,97	78 000 3,04	78 000 3,21	78 000 3,36
<b>Troisième tranche</b>	kWh ¢/kWh	35 000 0,68	35 000 0,75	35 000 0,80	480 000 0,75	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---
<b>Quatrième tranche</b>	kWh ¢/kWh	800 000 0,50	800 000 0,55	800 000 0,60	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---
<b>Le reste de l'énergie</b>	¢/kWh	0,42	0,46	0,50	0,65	0,85	1,20	1,45	1,82	1,95	2,06	2,11	2,23	2,33
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>														
<b>Appel de puissance exceptionnel</b>	\$/kW	2,00	2,00	2,00	3,60	4,50	5,40	6,00	9,00	9,60	7,50	7,68	8,07	8,43

(1) S'applique à l'excédent de 133 % de la puissance souscrite (133 1/3% depuis mai 1989).

<b>TARIF M</b>	<b>Règl.</b>	<b>#453 Mai 1988</b>	<b># 480 Mai 1989</b>	<b># 499 Mai 1990</b>	<b># 499 Mai 1991</b>	<b># 569 Mai 1992</b>	<b># 586 Mai 1993</b>	<b># 586 Mai 1994</b>	<b># 618 Mai 1995</b>	<b># 642 Mai 1996</b>	<b># 658 Mai 1997</b>	<b># 663 Mai 1998</b>	<b>Janv. 2004</b>	<b>Avril 2004</b>
<b>Puissance</b>														
<b>Prix de la puissance à facturer</b>	\$/kW	4,26	4,47	6,63	8,67	10,41	11,52	11,61	11,61	11,61	11,79	11,97	12,33	12,48
<b>ÉNERGIE</b>														
<b>Premières heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)</b>	h. ¢/kWh	120 5,65	120 5,83	120 4,88	120 4,21	75 3,90	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---
<b>Première tranche</b>	kWh ¢/kWh	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	240 000 3,45	240 000 3,52	240 000 3,52	210 000 3,60	210 000 3,66	210 000 3,72	210 000 3,83	210 000 3,89
<b>Deuxième tranche</b>	kWh ¢/kWh	78 000 3,50	78 000 3,65	78 000 3,95	78 000 4,19	150 000 3,65	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---
<b>Troisième tranche</b>	kWh ¢/kWh	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---
<b>Quatrième tranche</b>	kWh ¢/kWh	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---
<b>Le reste de l'énergie</b>	¢/kWh	2,42	2,52	2,55	2,48	2,41	2,44	2,38	2,38	2,34	2,38	2,42	2,49	2,53
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>														
<b>Appel de puissance exceptionnel</b>	\$/kW	8,73	(1) 9,09	(1) 9,78	(1) 10,47	(1) 10,83	(1) 11,97	(1) 12,36	(1) 12,36	(1) 12,36	(1) 12,57	(1) 12,78	(1) 13,17	(1) 13,35

(1) S'applique à l'excédent de 133 % de la puissance souscrite (133 1/3% depuis mai 1989).

**ANNEXE 3 :  
HISTORIQUE DU TARIF G**



TARIF G	Règl.	#163 Janv. 1975	#173 Janv. 1976	#173 Janv. 1977	#205 Janv. 1978	#225 Janv. 1979	#225 Janv. 1980	#225 Janv. 1981	#290 Janv. 1982	#321 Janv. 1983	#346 Fév. 1984	#383 Mai 1985	#403 Mai 1986
<b>REDEVANCE</b>													
Redevance / mois	\$	0,85	1,00	1,00	3,60	4,20	5,10	6,00	6,90	7,35	7,74	7,98	8,40
<b>RIX DE LA PUISSANCE</b>													
Pour l'excédent de xxx kW	kW	20	20	20	25	25	25	25	35	35	35	35	35
Prix	\$/kW	2,75	3,00	3,30	4,20	4,65	4,83	4,86	5,25	5,61	5,91	6,06	6,39
<b>ÉNERGIE</b>													
Première tranche	kWh	100	100	100	6 000	6 060	6 270	6 420	9 600	9 600	10 260	10 440	10 440
	¢/kWh	3,70	3,70	3,80	3,00	3,40	3,75	3,95	4,50	4,83	4,92	5,01	5,28
Deuxième tranche	kWh	900	900	900	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	2,60	2,80	3,00	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Troisième tranche	kWh	4 000	4 000	4 000	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	2,15	2,30	2,50	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Le reste de l'énergie	¢/kWh	1,10 (1)	1,20 (1)	1,30 (1)	1,30	1,55	1,90	2,15	2,60	2,80	2,97	3,04	3,21
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>													
Appel de puissance exceptionnel	\$/kW	2,00	2,00	2,00	3,60	4,50	5,40	6,00	9,00	9,60	7,50	7,68	8,07

(1) Ce prix est réduit à 0,68 ¢/kWh en 1975, à 0,75 ¢ en 76 et 0,8 ¢ en 77 pour la partie de l'énergie consommée qui excède à la fois 5 000 kWh et 250 heures de la puissance à facturer. Ce prix est augmenté de 133 % de la puissance à facturer minimale (133 1/3 % depuis mai 1989).

Évolution des structures tarifaires - Tarif G  
1975-2004

TARIF G	Règl.	#429 Mai 1987	#453 Mai 1988	#480 Mai 1989	#499 Mai 1990	#499 Mai 1991	#569 Mai 1992	#586 Mai 1993	#586 Mai 1994	#618 Mai 1995	#642 Mai 1996	#658 Mai 1997	#663 Mai 1998	Janv. 2004	Avril 2004
<b>REDEVANCE</b>															
Redevance / mois	\$	8,79	9,12	9,51	10,20	10,86	11,19	11,28	11,31	11,31	11,31	11,49	11,67	12,03	12,18
<b>PRIX DE LA PUISSANCE</b>															
Pour l'excédent de xxx kW	kW	35	35	35	35	35	35	35	35	35	40	40	40	40	40
Prix	\$/kW	6,69	6,93	7,32	8,25	9,27	10,68	12,18	12,30	12,30	13,17	13,38	13,59	14,01	14,19
<b>ÉNERGIE</b>															
Première tranche	kWh	10 440	10 440	10 440	10 440	10 440	10 440	10 440	10 440	10 440	11 700	11 700	11 700	11 700	11 700
	¢/kWh	5,52	5,72	5,93	6,32	6,71	7,00	7,11	7,18	7,18	7,18	7,29	7,41	7,63	7,74
Deuxième tranche	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Troisième tranche	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Le reste de l'énergie	¢/kWh	3,36	3,50	3,65	3,95	4,24	3,85	3,58	3,62	3,62	3,62	3,68	3,74	3,85	3,90
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>															
Appel de puissance exceptionnel	\$/kW	8,43	8,73	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	---	---	---	---

(1) Ce prix est réduit à 0,68 ¢/kWh en 1975, à 0,75 ¢ en 76 et 0,8 ¢ en 77 pour la partie de l'énergie consommée qui excède à la fois 5 000 kWh et 250 heures de la puissance à facturer.

(2) S'applique à l'excédent de 133 % de la puissance à facturer minimale (133 1/3 % depuis mai 1989).

**ANNEXE 4 :  
HISTORIQUE DU TARIF G-9**

TARIF G9	Règl.	#163	#173	#173	#205	#225	#225	#225	#290	#321	#346	#383	#403	#429
		Janv. 1975	Janv. 1976	Janv. 1977	Janv. 1978	Janv. 1979	Janv. 1980	Janv. 1981	Janv. 1982	Janv. 1983	Fév. 1984	Mai 1985	Mai 1986	Mai 1987
Puissance	\$/kW	0,75	0,85	0,95	1,20	1,44	1,56	1,71	1,95	2,10	2,22	2,28	2,40	2,52
Énergie (toute)								4,60	5,50	5,90	6,10	6,25	6,59	6,88
Blocs d'heures d'utilisation de la puissance à facturer :														
Premières 100 h	¢/kWh	3,10												
De 100 h à 200 h	¢/kWh	2,70												
Premières 200 h	¢/kWh		3,60	3,30										
Premières 300 h	¢/kWh				3,70									
Premières 360 h	¢/kWh					4,10								
Premières 510 h	¢/kWh						4,50							
Reste de la consommation	¢/kWh	0,78	0,90	1,10	1,50	2,10	2,80							
Montant mensuel minimal	\$/kWh	0,75	0,85	0,95	1,20	1,44	1,56	1,71						
monophasé	\$								6,90	7,35	7,74	7,98	8,40	8,79
polyphasée	\$								20,70	22,05	23,22	23,94	25,20	26,37

TARIF G9	Règl.	#453	#480	#499	#499	#569	#586	#586	#618	#642	#658	#663		
		Mai 1988	Mai 1989	Mai 1990	Mai 1991	Mai 1992	Mai 1993	Mai 1994	Mai 1995	Mai 1996	Mai 1997	Mai 1998	Janv. 2004	Avril 2004
Puissance	\$/kW	2,61	2,73	3,06	3,42	3,45	3,36	3,39	3,39	3,45	3,48	3,51	3,60	3,66
Énergie		7,14	7,39	7,78	8,20	8,20	7,22	7,30	7,30	7,42	7,54	7,67	7,91	8,01
Blocs d'heures d'utilisation de la puissance à facturer :														
Premières 100 h	¢/kWh													
De 100 h à 200 h	¢/kWh													
Premières 200 h	¢/kWh													
Premières 300 h	¢/kWh													
Premières 360 h	¢/kWh													
Premières 510 h	¢/kWh													
Reste de la consommation	¢/kWh													
Montant mensuel minimal	\$/kWh													
monophasé	\$	9,12	9,51	10,20	10,86	11,19	11,28	11,31	11,31	11,31	11,49	11,67	12,03	12,18
polyphasée	\$	27,36	28,53	30,60	32,58	33,57	33,84	33,93	33,93	33,93	34,47	35,01	36,09	36,54

**ANNEXE 5 :  
HISTORIQUE DU TARIF H**



<b>TARIF H</b>		<b>#163</b>	<b>#173</b>	<b>#173</b>	<b>#205</b>	<b>#225</b>	<b>#225</b>	<b>#225</b>	<b>#290</b>	<b>#321</b>	<b>#346</b>	<b>#383</b>	<b>#403</b>	<b>#429</b>
		<b>Janv.</b>	<b>Janv.</b>	<b>Janv.</b>	<b>Janv.</b>	<b>Janv.</b>	<b>Janv.</b>	<b>Janv.</b>	<b>Janv.</b>	<b>Janv.</b>	<b>Fév.</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>
		<b>1975</b>	<b>1976</b>	<b>1977</b>	<b>1978</b>	<b>1979</b>	<b>1980</b>	<b>1981</b>	<b>1982</b>	<b>1983</b>	<b>1984</b>	<b>1985</b>	<b>1986</b>	<b>1987</b>
<b>Puissance</b>	\$/kW								1,89	2,01	2,10	2,13	2,22	2,31
<b>Énergie</b>														
En dehors des jours de semaine en hiver (¢/kWh)	¢/kWh								2,30	2,45	2,65	2,70	2,84	2,97
Pendant les jours de semaine en hiver (¢/kWh)	¢/kWh								10,00	10,00	10,00	10,00	10,54	11,20

<b>TARIF H</b>		<b>#453</b>	<b>#480</b>	<b>#499</b>	<b>#499</b>	<b>#569</b>	<b>#586</b>	<b>#586</b>	<b>#618</b>	<b>#642</b>	<b>#658</b>	<b>#663</b>		
		<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Mai</b>	<b>Janv.</b>	<b>Avril</b>
		<b>1988</b>	<b>1989</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>2004</b>	<b>2004</b>
<b>Puissance</b>	\$/kW	2,40	2,52	2,94	3,51	4,05	4,11	4,14	4,20	4,23	4,29	4,35	4,47	4,53
<b>Énergie</b>														
En dehors des jours de semaine en hiver (¢/kWh)	¢/kWh	3,09	3,21	3,21	3,44	3,56	3,61	3,65	3,70	3,75	3,81	3,87	3,99	4,05
Pendant les jours de semaine en hiver (¢/kWh)	¢/kWh	11,70	12,18	12,18	13,00	13,50	13,71	13,85	14,06	14,24	14,47	14,70	15,14	15,35



**ANNEXE 6 :  
HISTORIQUE DES TARIFS À FORFAIT  
POUR USAGE GÉNÉRAL**



Année	Tarifs à forfait					Tarif G 1 <sup>ère</sup> tranche ¢/kW	Point d'équilibre entre le tarif T-3 et le tarif G	
	T-1 Quotidien \$/kW	T-2 Hebdo. \$/kW	T-3 30 jours \$/kW	Montant minimal Monophasée Polyphasée \$			Heures / mois	Facteur d'utilisation
1975	0,85	2,55	7,65	1,70	5,10	3,70	207	28,7
1976	0,95	2,85	8,55	1,85	5,55	3,70	231	32,1
1977	1,05	3,15	9,45	2,00	6,00	3,80	249	34,5
1978	1,30	3,90	11,70	2,40	7,20	3,00	390	54,2
1979	1,50	4,50	13,50	2,76	8,28	3,40	397	55,1
1980	1,74	5,22	15,66	3,21	9,63	3,75	418	58,0
1981	1,92	5,76	17,28	3,54	10,62	3,95	437	60,8
1982	2,19	6,57	19,71	4,05	12,15	4,50	438	60,8
1983	2,35	7,05	21,15	4,35	13,05	4,83	438	60,8
1984	2,42	7,26	21,78	4,56	13,68	4,92	443	61,5
1985	2,48	7,44	22,32	4,62	13,86	5,01	446	61,9
1986	2,61	7,84	23,46	4,71	14,13	5,28	444	61,7
1987	2,73	8,20	24,54	4,92	14,76	5,52	445	61,7
1988	2,83	8,47	25,41	5,10	15,30	5,72	444	61,7
1989	2,94	8,82	26,46	5,31	15,93	5,93	446	62,0
1990	3,15	9,45	28,35	5,70	17,10	6,32	449	62,3
1991	3,38	10,15	30,45	6,09	18,27	6,71	454	63,0
1992	3,50	10,50	31,50	6,30	18,90	7,00	450	62,5
1993	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,11	452	62,8
1994	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,18	447	62,2
1995	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,18	447	62,2
1996	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,18	447	62,2
1997	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,29	441	61,2
1998	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,41	434	60,2
1999	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,41	434	60,2
2000	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,41	434	60,2
2001	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,41	434	60,2
2002	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,41	434	60,2
2003	3,57	10,71	32,13	6,45	19,35	7,41	434	60,2
2004*	3,73	11,20	33,57	6,72	20,19	7,74	434	60,2

\* Tarifs en vigueur au 1er avril 2004



**ANNEXE 7 :**  
**IMPACT DU PASSAGE DU SEUIL DE FACTURATION DE**  
**LA PUISSANCE DE 40 KW À 45 KW AU TARIF G**  
**(EXEMPLES DE FACTURES MENSUELLES)**



**- TARIF G : Impact du passage du seuil de facturation de la puissance de 40 kW à 45 kW -  
(Exemples de factures mensuelles)**

	Tarif G actuel à 40 kW	Tarif G à 45 kW
Seuil de puissance (kW)	40	45
Seuil d'énergie (kWh)	11 700	13 200
Redevance (\$/kW)	12,18	12,18
Puissance (\$/kW)	14,19	14,24
Énergie 1ère tranche	7,74	7,77
Énergie 2e tranche	3,90	3,91
Facture minimum	36,54	36,54

	Profil du client			Facture au tarif G à 40 kW			Facture au tarif G à 45 kW			Écart
	Facteur d'utilisation	Énergie	Puissance maximale appelée	Énergie	Puissance	Total	Énergie	Puissance	Total	
	(%)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	
<b>Cas 1 : Client non facturé en puissance (puissance maximale appelée de 40 kW ou moins)</b>										
• Faible consommation (moins de 11 700 kWh)	N/D	8 000	-	619	-	631	622	-	634	0,4%
• Forte consommation (plus de 13 200 kWh)	N/D	15 000	-	1 034	-	1 046	1 096	-	1 108	5,9%
<b>Cas 2 : Client qui ne sera plus facturé en puissance (puissance maximale appelée &gt; 40 kW et ≤ 45 kW)</b>										
• Faible facteur d'utilisation	36%	11 000	42	851	28	892	855	-	867	-2,8%
• Fort facteur d'utilisation	50%	15 000	42	1 034	28	1 075	1 096	-	1 108	3,1%
<b>Cas 3 : Client facturé en puissance (puissance maximale appelée de plus de 45 kW)</b>										
• Très faible facteur d'utilisation	1%	300	50	23	142	177	23	71	107	-39,8%
• Faible facteur d'utilisation	31%	11 000	50	851	142	1 005	855	71	938	-6,7%
• Fort facteur d'utilisation	69%	40 000	80	2 009	568	2 589	2 074	498	2 584	-0,2%