

## **RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX**



**Table des matières**

<b>1. CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
1.1 HISTORIQUE .....	5
1.2 CONTINUITÉ ENTRE LES TARIFS GÉNÉRAUX .....	7
1.2.1 <i>Dégressivité du tarif G</i> .....	7
1.2.2 <i>Dégressivité du tarif M</i> .....	8
1.3 ANALYSE DES STRUCTURES TARIFAIRES AILLEURS EN AMÉRIQUE DU NORD .....	9
1.3.1 <i>Catégories tarifaires</i> .....	10
1.3.2 <i>Structures dégressives</i> .....	12
1.3.3 <i>Structures progressives</i> .....	14
1.3.4 <i>Tarifification différenciée dans le temps</i> .....	14
<b>2. TARIFS DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCES .....</b>	<b>15</b>
2.1 TARIF G .....	15
2.1.1 <i>Particularités du tarif actuel</i> .....	15
2.1.2 <i>Modifications proposées</i> .....	16
2.1.3 <i>Évolution du tarif G</i> .....	19
2.2 TARIF M .....	20
2.2.1 <i>Particularités du tarif actuel</i> .....	20
2.2.2 <i>Modification du domaine d'application et du mécanisme de facturation de la puissance au tarif M</i> .....	22
2.2.3 <i>Élimination de la dégressivité au tarif M</i> .....	26
2.2.4 <i>Impacts cumulés des deux modifications au tarif M</i> .....	29
2.2.5 <i>Évolution du tarif M</i> .....	30
2.3 TARIF G-9 .....	31
2.3.1 <i>Particularités du tarif actuel</i> .....	31
2.3.2 <i>Tarifification des profils à faible facteur d'utilisation</i> .....	31
2.3.3 <i>Évolution du tarif G-9</i> .....	32
2.4 SYNTHÈSE DES MODIFICATIONS AUX TARIFS DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCES .....	34
<b>3. TARIF DE GRANDE PUISSANCE .....</b>	<b>36</b>
3.1 PARTICULARITÉS DU TARIF ACTUEL .....	36
3.2 ANALYSE DE MODIFICATIONS POSSIBLES À LA STRUCTURE DU TARIF L .....	37
3.2.1 <i>Structure progressive</i> .....	37
3.2.1.1 <i>Tarif à paliers de BC Hydro</i> .....	40
3.2.1.2 <i>Commentaires</i> .....	45
3.2.2 <i>Tarifification différenciée dans le temps</i> .....	49
3.3 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR .....	51
<b>ANNEXE A HISTORIQUE DU TARIF G .....</b>	<b>53</b>
<b>ANNEXE B HISTORIQUE DU TARIF M .....</b>	<b>57</b>
<b>ANNEXE C HISTORIQUE DU TARIF G-9 .....</b>	<b>61</b>
<b>ANNEXE D HISTORIQUE DU TARIF L .....</b>	<b>65</b>



## **1. CONTEXTE**

1 Les tarifs généraux sont définis en fonction de l'appel de puissance des clients  
2 sans égard à l'usage et couvre l'ensemble de la clientèle allant du plus petit client  
3 sans facturation de puissance (tarif G) à la très grande entreprise (tarif L) en  
4 passant par les clients de moyenne puissance de 100 à 5 000 kW (tarif M). À ces  
5 tarifs de base s'ajoute un tarif pour les clients de faible facteur d'utilisation  
6 accessible aux abonnements de 65 à 5 000 kW (tarif G-9).

### **1.1 Historique**

7 La gamme des tarifs de base offerte par le Distributeur aux clients du secteur  
8 général date de 1975 et constitue le résultat de plusieurs modifications  
9 appliquées à compter de 1963, année de la nationalisation des compagnies  
10 privées d'électricité. Les tableaux synthèses de l'évolution des tarifs sont  
11 présentés aux annexes A, B, C et D pour la période de 1975 à 2007. Durant  
12 cette période, la structure des tarifs généraux a fait l'objet de plusieurs révisions  
13 visant principalement à réduire le nombre de tranches d'énergie et à simplifier  
14 son application. La réduction du nombre de tranches permet de clarifier le signal  
15 de prix, notamment en facilitant l'identification du coût évité par la clientèle, et  
16 ainsi de favoriser une utilisation plus efficace de l'électricité.

17 Par exemple, de 1975 à 1977, le tarif G comprend une redevance, 4 tranches  
18 d'énergie et une prime de puissance. Il est simplifié en 1978 pour lui donner sa  
19 structure actuelle qui comprend 2 tranches d'énergie à prix dégressifs. Quant au  
20 tarif M, le nombre de tranches en énergie qui était de 5 entre 1975 et 1977, est  
21 réduit à 4 en 1978 et à 3 en 1979. Ce tarif passera à 2 tranches en 1992. Du côté  
22 du tarif L, le nombre de tranches en énergie a été réduit de 4 à 1 entre 1982 et  
23 1992. En ce qui a trait à la facturation de la puissance, les tarifs généraux ont été

1 limités à un seul prix en puissance sauf pour le tarif L où les prix de la puissance  
2 ont été progressivement réduits de 4 à un seul de 1975 à 1982.

3 De 1982 à 1991, les tarifs M et L ont donc des structures semblables, soit une  
4 seule tranche en puissance et 3 tranches en énergie. Le niveau de  
5 consommation associé à la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie est établi sur la base de 120  
6 heures d'utilisation de la puissance à facturer alors que le seuil des autres  
7 tranches correspond à un niveau de consommation donné. Cette structure  
8 tarifaire où le seuil d'une tranche en énergie est établi en fonction du nombre  
9 d'heures d'utilisation de la puissance est souvent qualifié de tranche de type  
10 Wright. Ce type de tarif est utilisé afin d'alléger la facturation de la puissance  
11 pour les clients dont le facteur d'utilisation est inférieur au seuil fixé pour cette  
12 tranche.<sup>1</sup>

13 Toutefois, en tarification, la poursuite simultanée de deux objectifs – répondre à  
14 la fois aux besoins des clients à faible facteur d'utilisation et à ceux des autres  
15 clients - a souvent pour conséquence de complexifier la structure du tarif et  
16 surtout de diluer le signal de prix. Outre l'ajout d'une tranche de prix dégressive  
17 en énergie, cette structure de tarif requiert, à revenu constant, que les revenus  
18 associés à la prime de puissance soient réduits des revenus générés par la  
19 nouvelle tranche d'énergie. Le client ne peut donc constater directement le coût  
20 réel de la puissance. C'est pour simplifier la tarification que le Distributeur retire  
21 cette tranche d'énergie en 1989 au tarif L et en 1992 au tarif M.

---

<sup>1</sup> Pour une tranche établie à 120 heures ou 120 kWh/kW, soit un facteur d'utilisation de la puissance de 17%, un client n'ayant utilisé sa puissance que durant 60 heures ne paierait que la moitié de la prime de puissance associée à cette tranche.

## **1.2 Continuité entre les tarifs généraux**

1 Aujourd'hui, il ne reste donc que deux tarifs généraux avec une structure  
2 dégressive de 2 prix en énergie, le tarif G et le tarif M. Ces structures  
3 dégressives ont été historiquement conservées afin d'assurer une meilleure  
4 continuité entre les tarifs. Les tarifs généraux sont en effet conçus de manière à  
5 encourager les clients à choisir naturellement le tarif qui correspond le mieux à  
6 leur niveau de consommation et à la durée d'utilisation de leur puissance  
7 maximale appelée.

### **1.2.1 Dégressivité du tarif G**

8 Au tarif G, la facturation de la puissance ne s'applique que sur l'excédent de  
9 50 kW<sup>2</sup>. Cette structure a été adoptée afin de simplifier la facturation des plus  
10 petits clients ( $\leq 50$  kW), pour qui la puissance est un concept complexe et difficile  
11 à gérer ; ces clients verront leur consommation facturée uniquement sur la base  
12 d'un prix en énergie de 8,47 ¢/kWh<sup>3</sup> qui tient compte toutefois implicitement d'un  
13 coût de puissance.

14 Au-delà de 50 kW, le prix d'énergie de la 2<sup>e</sup> tranche n'inclut plus le coût de la  
15 puissance puisque la puissance est facturée séparément. Conséquemment, le  
16 prix de l'énergie diminue à 4,31 ¢/kWh pour les kWh excédant 15 090 kWh par  
17 mois. Le seuil de 15 090 kWh correspond à l'application du facteur d'utilisation  
18 médian de 42 % de la clientèle facturée en puissance au seuil de 50 kW.

19 Le résultat de l'application du tarif est présenté au tableau 1 pour différents  
20 niveaux de puissance avec un facteur d'utilisation de 42 %. Cet exemple illustre  
21 que le tarif G n'est dégressif qu'en apparence puisque l'écart de 4,16 ¢/kWh

---

<sup>2</sup> Ce seuil correspond à une entrée électrique de 200 ampères.

<sup>3</sup> Le seuil d'application de la facturation de la puissance était de 20 kW en 1975. Il a été progressivement augmenté pour atteindre 50 kW en 2006. Cet effort a permis notamment d'harmoniser le seuil de facturation de la puissance avec le tarif domestique.

- 1 entre le prix de la 1<sup>re</sup> tranche et celui de la 2<sup>e</sup> tranche compense l'application de  
2 la prime de puissance.

**TABLEAU 1**  
**FACTURE AU TARIF G**  
**FACTEUR D'UTILISATION MÉDIAN DE 42 %**

Abonnements au tarif G : Facteur d'utilisation médian de 42 %							
kW	FU médian (%)	kWh	1 <sup>re</sup> tranche (\$)	2 <sup>e</sup> tranche (\$)	Puissance (\$)	Total (\$)	¢/kWh
30	42	9 072	768	-	-	768	8,47
40	42	12 096	1 025	-	-	1 025	8,47
50	42	15 120	1 278	-	-	1 278	8,45
60	42	18 144	1 278	132	152	1 562	8,61
70	42	21 168	1 278	262	304	1 844	8,71
80	42	24 192	1 278	392	455	2 126	8,79
90	42	27 216	1 278	523	607	2 408	8,85

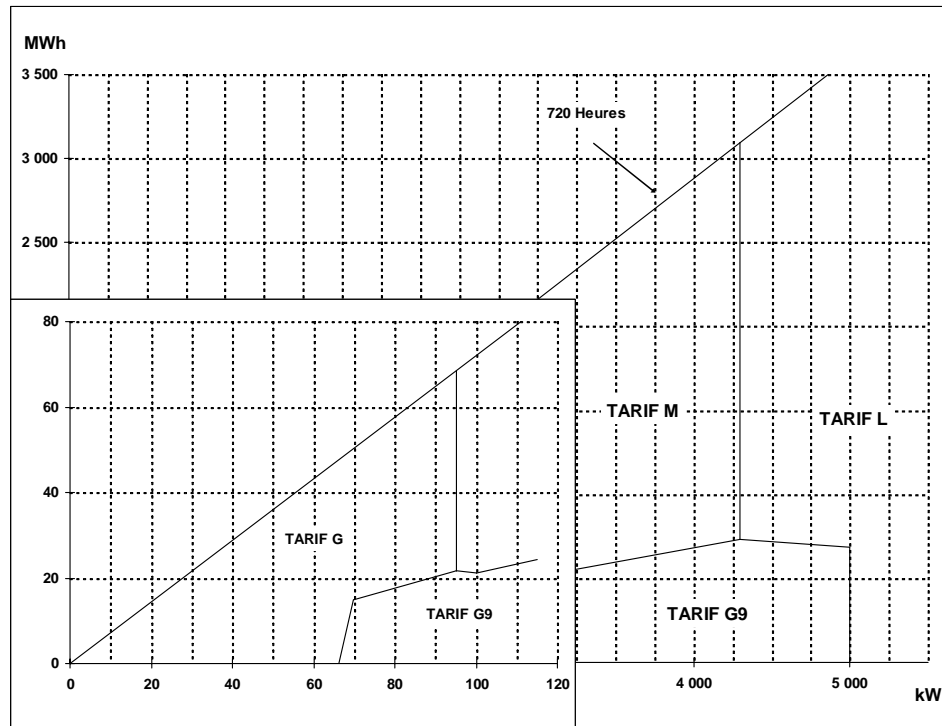
- 3 Cette structure a également pour avantage d'assurer une application graduelle  
4 de la facturation de la puissance pour les charges dépassant de peu ou  
5 exceptionnellement le seuil de 50 kW.

### **1.2.2 Dégressivité du tarif M**

- 6 La structure dégressive des prix de l'énergie du tarif M obéit quant à elle à un  
7 objectif différent. Elle assure la continuité avec les tarifs G et L. La continuité des  
8 prix de l'énergie entre les tarifs généraux fait en sorte que le niveau de la  
9 puissance à facturer minimale détermine le choix du tarif par la clientèle. Pour ce  
10 faire, la règle suivante est respectée depuis plusieurs années : le prix de la 1<sup>re</sup>  
11 tranche du tarif M (4,31 ¢/kWh) correspond au prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif G  
12 tandis que le prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif M (2,81 ¢/kWh) correspond au prix de  
13 l'énergie du tarif L. Dans le dossier tarifaire R-3610-2006, le Distributeur a  
14 présenté les avantages tirés de cette approche à l'aide du graphique présentant  
15 les zones de moindres coûts en fonction de la puissance et de l'énergie. Par  
16 exemple, en consultant le graphique suivant, on constate qu'un client de

- 1 3 500 kW avec une consommation supérieure à 750 MWh par mois a toujours
- 2 intérêt à conserver le tarif M peu importe son niveau de consommation.

**FIGURE A**  
**ZONES DE MOINDRES COÛTS - STRUCTURE ACTUELLE DES TARIFS GÉNÉRAUX**



- 3 Tel qu'illustré dans ce graphique, la continuité tarifaire facilite le choix du tarif
- 4 approprié par la clientèle.

### 1.3 Analyse des structures tarifaires ailleurs en Amérique du Nord

- 5 Le Distributeur a alimenté sa réflexion en analysant les structures tarifaires d'une
- 6 trentaine de distributeurs ailleurs en Amérique du Nord. L'échantillon est
- 7 constitué des 21 entreprises de la *Comparaison des prix de l'électricité dans les*
- 8 *grandes villes nord-américaines* publiée annuellement par le Distributeur,
- 9 auxquelles sont ajoutées Hydro One (Ontario) et Fortis BC

1 (Colombie-Britannique) ainsi que 9 entreprises américaines. Les distributeurs  
2 américains retenus présentent des caractéristiques similaires au Distributeur,  
3 notamment au niveau de la taille ou de leur tarification innovatrice. Des tableaux  
4 synthèses des tarifs de base offerts par chacun de ces distributeurs sont  
5 présentés à la pièce HQD-12, document 6.

6 Alors que les tarifs des distributeurs au Canada sont généralement groupés,  
7 plusieurs distributeurs américains distinguent les coûts de fourniture de ceux de  
8 distribution et de transport sur la facture, et ajoutent plusieurs composantes  
9 reliées à des coûts spécifiques, telles que des clauses d'ajustement liées aux  
10 combustibles ou des redevances couvrant des programmes d'économie  
11 d'énergie ou de soutien au développement des ressources renouvelables. Ce  
12 dégroupement est justifié par l'ouverture du marché et est introduit dans un  
13 contexte réglementaire favorisant le juste reflet des coûts. Toutefois, ces  
14 structures complexes sont plus difficiles à comprendre pour la clientèle.

### **1.3.1 Catégories tarifaires**

15 En général, les catégories tarifaires sont déterminées en fonction des  
16 caractéristiques de consommation communes à un groupe de clients. L'usage de  
17 l'électricité, la taille du client, l'ampérage ou le niveau d'alimentation du client sont  
18 des exemples de critères utilisés pour établir des catégories tarifaires.

19 1. À part l'usage résidentiel, **le critère de l'usage est rarement utilisé pour**  
20 **la clientèle générale.** Seulement quatre distributeurs ont établi des  
21 catégories tarifaires fondées sur l'usage. En effet, Duke Power, Énergie  
22 NB, Maritimes Electric et Nova Scotia Power font une distinction entre  
23 l'industriel, d'une part, et le général ou le commercial, d'autre part. Par  
24 ailleurs, Énergie NB offre également deux tarifs de petite puissance : un  
25 pour les clients chauffés à l'électricité et un autre pour les autres clients<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Énergie NB propose dans sa requête déposée en 2007 de fusionner ces deux tarifs. D'ailleurs, le tarif pour clients tout à l'électricité est fermé depuis 2006.

1        **2. La majorité des distributeurs utilisent plutôt la puissance comme**  
2        **critère de délimitation de leurs catégories.** Un seuil en énergie est  
3        parfois ajouté au critère de puissance dans le cas des tarifs de petite  
4        puissance. Quelques-uns utilisent la tension comme critère  
5        complémentaire à la puissance ou encore en remplacement de ce critère.  
6        Par exemple, BC Hydro a créé une catégorie tarifaire pour les clients  
7        alimentés sur le réseau de transport, soit à une tension de 60 kV et plus,  
8        mais conserve des catégories selon la puissance pour les petite et  
9        moyenne puissances. La tension est rarement utilisée comme critère de  
10       segmentation car, selon la pratique des distributeurs, le niveau  
11       d'alimentation dépend des lignes du réseau à portée du client. Le client  
12       n'ayant pas le choix du niveau d'alimentation de ses installations, les  
13       distributeurs sont alors plus réticents à imposer des tarifs définis selon ce  
14       critère.

1       3. **Le secteur général est couvert par 3 ou 4 catégories dans la très**  
2       **grande majorité des entreprises.** Seules quelques exceptions  
3       présentent 2 ou 5 catégories et plus. Avec ses tarifs de base, sans  
4       compter le tarif G-9, Hydro-Québec Distribution s'apparente donc à la  
5       majorité des distributeurs de l'échantillon. Par ailleurs, le Distributeur se  
6       distingue par une limite supérieure de la catégorie de moyenne puissance  
7       relativement élevée. Par exemple, Toronto Hydro et Ottawa Hydro offrent  
8       4 tarifs au secteur général. Les tarifs G et L du Distributeur trouvent leur  
9       équivalent chez ces compagnies dans leurs tarifs de petite puissance de  
10      50 kW et moins et grande puissance débutant à 5 000 kW. Toutefois, la  
11      catégorie correspondant au tarif M est divisée en deux avec un seuil de  
12      1 000 et 1 500 kW respectivement pour Toronto Hydro et Ottawa Hydro. À  
13      l'opposé, AEP Ohio Power présente une structure particulière à trois  
14      classes tarifaires seulement où la catégorie de moyenne puissance est  
15      particulièrement étendue allant de 10 kW à 8 000 kW<sup>5</sup>.

16      Du côté de la grande puissance, les catégories pouvant débuter à 3, 5, 8  
17      ou 10 MW ne sont pas segmentées. Nashville est une exception avec ses  
18      catégories de 5 à 15 MW, de 15 à 25 MW et de 25 MW et plus.

### **1.3.2 Structures dégressives**

19      Comme le reflète l'historique des tarifs du Distributeur, la structure de prix en  
20      puissance est souvent plus simple que celle adoptée pour l'énergie.

21      1. **La structure de prix en puissance est généralement limitée à un seul**  
22      **prix**, à l'exception de 5 distributeurs dans l'ensemble de l'échantillon  
23      retenu.

---

<sup>5</sup> La classe tarifaire de moyenne puissance comprend deux tarifs : un tarif pour facteur d'utilisation > 50 % et l'autre pour les facteurs d'utilisation < 50 %. Pour plus de détails, voir section 2.3.2.

1 Dans le cas de l'énergie, bien que la structure soit bien souvent limitée à un prix,  
2 il existe une plus grande variété de structures.

3       **2. La majorité des distributeurs offre une structure de tarifs avec un**  
4       **prix en énergie pour la petite puissance et un tarif avec puissance et**  
5       **énergie pour la clientèle de moyenne puissance.** La présence d'une  
6 structure de prix dégressifs similaire à celle du tarif G n'est donc pas  
7 usuelle dans l'échantillon retenu (5 au Canada<sup>6</sup> et 7 aux États-Unis). La  
8 catégorie de petite puissance regroupe souvent les clients avec une  
9 puissance maximale appelée inférieure à 50 kW, soit de 10, 20 ou 35 kW.

10       **3. Outre les tarifs incluant une tranche d'énergie de type Wright, tel que**  
11       **présenté à la section 1.1, ou ceux présentant un seuil de puissance non**  
12       **facturée comme le tarif G, il y a très peu de structures de prix**  
13       **dégressifs en énergie.** Seuls deux distributeurs disposent d'une telle  
14 structure : Consolidated Edison avec son tarif de petite puissance pour les  
15 clients de moins de 10 kW et, Pacific Power and Light avec ses tarifs de  
16 petite et moyenne puissances.

17 La continuité tarifaire est beaucoup moins recherchée ailleurs en Amérique du  
18 Nord. En effet, l'écart entre les tarifs généraux est moins prononcé chez les  
19 autres distributeurs, ce qui leur permet d'assurer la continuité tarifaire lors du  
20 passage des tarifs de petite et moyenne puissances à ceux de grande puissance  
21 sans devoir introduire une structure dégressive en énergie. La particularité de la  
22 situation d'Hydro-Québec Distribution réside dans l'écart important entre le prix  
23 de l'énergie du tarif L et le prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif G qui est principalement  
24 influencé par le niveau de l'interfinancement plus élevé au tarif G qu'au tarif L.

---

<sup>6</sup> BC Hydro a déposé en mars 2007 une demande de modification de son tarif de petite puissance afin de transférer les clients facturés en puissance de plus de 35 kW dans un tarif puissance et énergie, ce qui permettra d'éliminer la dégressivité. Manitoba Hydro travaille également sur un projet de refonte qui éliminerait la dégressivité présente dans le tarif de petite puissance.

### **1.3.3 Structures progressives**

1 Aucune entreprise n'offre une structure de prix progressifs en énergie ou en  
2 puissance pour la moyenne et grande puissance. Les seules exceptions  
3 concernent le tarif *Stepped Rate* de BC Hydro pour les clients de grande  
4 puissance ainsi que le tarif NR de Bonneville Power Administration (BPA) pour  
5 les accroissements de charges de plus de 10 MW. Ces tarifs seront abordés plus  
6 en détail à la section 3.

### **1.3.4 Tarification différenciée dans le temps**

7 La tarification différenciée dans le temps est beaucoup moins étendue au  
8 Canada qu'aux États-Unis.

- 9 1. Au Canada, **seul Newfoundland Power offre une structure de base où**  
10 **les prix de la puissance sont légèrement différenciés selon les**  
11 **saisons**. Par contre, ce distributeur n'a pas de mécanisme  
12 d'établissement de la puissance à facturer minimale. En effet, la contrainte  
13 de la puissance à facturer minimale basée sur la période d'hiver constitue  
14 une forme de différenciation saisonnière que peut remplacer en partie,  
15 sinon en totalité, la différenciation des prix fondée sur la saison.
- 16 2. Aux États-Unis, **la différenciation au niveau des prix de l'énergie ou de**  
17 **la puissance est beaucoup plus répandue puisque 11 distributeurs**  
18 **sur 19 offrent des tarifs de base différenciés dans le temps**. Parmi ces  
19 11 distributeurs, la majorité facture un prix plus élevé durant les heures de  
20 pointe du réseau. Ces tarifs fluctuent en fonction des heures de la journée  
21 et dans certains cas selon la saison. Une structure horo-hebdo-  
22 saisonnière est présente chez 3 distributeurs alors qu'une structure horo-  
23 hebdomadaire se retrouve chez 5 distributeurs. Trois distributeurs ont une  
24 différenciation sur une base saisonnière uniquement. Il est à noter que la  
25 différenciation ne se traduit pas forcément par un écart de prix élevé.

## **2. TARIFS DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCES**

1 Pour le Distributeur, la simplification des structures tarifaires, notamment  
2 l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie, constitue une avenue  
3 essentielle pour améliorer le signal de prix dans un contexte de coûts  
4 d'approvisionnement élevés. L'élimination de la dégressivité des prix devra  
5 cependant se faire au détriment de la continuité tarifaire.

6 Afin d'atteindre cet objectif, le Distributeur propose d'éliminer graduellement la  
7 2<sup>e</sup> tranche d'énergie des tarifs G et M. L'élimination de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie au  
8 tarif G nécessite de diminuer le seuil d'admissibilité du tarif M de 100 à 50 kW de  
9 façon à le rendre accessible aux clients de plus de 50 kW actuellement au tarif G  
10 qui verraient leur facture augmenter trop fortement s'ils restaient à ce tarif. Pour  
11 compléter, le mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer  
12 minimale du tarif G serait également introduit au tarif M.

13 Quant au tarif G-9, aucun changement majeur n'est prévu car sa structure  
14 répond aux besoins de la clientèle à faible facteur d'utilisation et envoie un signal  
15 de prix clair et facile à comprendre.

16 Les sections suivantes présentent plus en détail les modifications proposées aux  
17 trois tarifs de petite et moyenne puissances ainsi que l'impact de ces  
18 changements.

### **2.1 Tarif G**

#### ***2.1.1 Particularités du tarif actuel***

19 Le tarif G s'applique au plus grand nombre de clients des tarifs généraux, soit  
20 près de 230 000 clients, qui sont également les plus petits clients du secteur  
21 général. Paradoxalement, c'est un tarif difficile à comprendre par la clientèle.  
22 Deux catégories de clients sont regroupées à l'intérieur de ce tarif, ceux dont les

1 appels de puissance ne sont pas facturés (90 %) et ceux dont les appels de  
2 puissance sont facturés (10 %).

3 Par ailleurs, la structure dégressive des prix de l'énergie nécessaire pour  
4 compenser la facturation de puissance à partir de 50 kW véhicule une mauvaise  
5 perception du signal de prix. C'est ainsi que les clients reçoivent un signal de prix  
6 moins élevé pour leur consommation à la marge qui est la plus élastique.

7 La compréhension et l'application du tarif seraient facilitées par un tarif simplifié  
8 pour la catégorie de clients de moins de 50 kW dont les caractéristiques de  
9 consommation se rapprochent de celles de la clientèle résidentielle.

### **2.1.2 Modifications proposées**

10 Déjà en 1993, les orientations tarifaires mentionnaient l'utilité de simplifier le  
11 tarif G en limitant l'application de ce tarif aux clients de moins de 50 kW et en  
12 éliminant la facturation de la puissance. Tout en facilitant la compréhension de ce  
13 tarif, le Distributeur espérait alors réaliser des économies puisque les compteurs  
14 avec indicateur d'appel de puissance maximale n'étaient plus requis pour près de  
15 9 000 clients. C'est ainsi que la facturation de la puissance du tarif G devait être  
16 graduellement portée de 35 à 50 kW. Une première étape a été franchie en  
17 portant le seuil à 40 kW en 1996. Cette refonte a été poursuivie lorsque la Régie  
18 a autorisé une hausse du seuil de 40 à 45 kW et de 45 à 50 kW respectivement  
19 en 2005 et 2006<sup>7</sup>.

20 La prochaine étape consiste à éliminer la 2<sup>e</sup> tranche du tarif G en augmentant  
21 plus rapidement son prix par rapport au prix de la 1<sup>re</sup> tranche sur une période de  
22 4 à 6 ans. Les clients qui consomment en 2<sup>e</sup> tranche subiraient cependant des  
23 impacts tarifaires importants. Ces impacts seraient toutefois atténués par un  
24 transfert au tarif M ou au tarif G-9 : le tarif M pour les clients ayant un facteur  
25 d'utilisation de la puissance supérieur à 30 % et le tarif G-9 pour les clients avec

---

<sup>7</sup> D-2005-34 et D-2006-34.

1 un facteur d'utilisation inférieur à ce seuil. Pour ce faire, le domaine d'application  
2 du tarif M devra être modifié (voir section 2.2.2).

3 Après l'élimination de la 2<sup>e</sup> tranche, certains clients facturés en puissance  
4 auraient toujours avantage à conserver le tarif G. En effet, pour les clients de  
5 moins de 65 kW, le passage du tarif G aux tarifs M ou G-9 est abrupt car la  
6 facturation de la totalité des kilowatts appelés fait croître significativement leur  
7 facture. Par exemple, pour un appel de puissance de 55 kW, la facture en  
8 puissance passe de 75 \$ au tarif G à plus 214 \$ au tarif G-9 et à 728 \$ au tarif M.  
9 De plus, certains clients au tarif G ont des appels de puissance qui n'atteignent  
10 qu'occasionnellement le seuil de facturation de la puissance.

11 Afin de limiter les impacts pour les clients dépassant occasionnellement ou par  
12 un faible écart le seuil de 50 kW, le Distributeur propose pour l'instant de  
13 conserver la prime de puissance au tarif G. Cette prime de puissance jouerait un  
14 rôle de tranche progressive visant à assurer une continuité plus harmonieuse  
15 avec les tarifs M et G-9.

16 Dorénavant, le tarif M serait ouvert à tout client dont l'appel de puissance est  
17 supérieur à 50 kW mais il ne serait plus obligatoire. Puisqu'il n'y aurait plus de  
18 règle automatique de passage du tarif G au tarif M, la responsabilité de choisir le  
19 tarif le plus avantageux incombera au client, comme c'est le cas actuellement  
20 pour le passage du tarif G au tarif G-9 d'un client dont la charge augmente.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> Le Distributeur développera des indicateurs qui permettront d'identifier les clients qui auraient avantage à changer de tarif. L'approche commerciale ainsi que les moyens mis en œuvre pour informer la clientèle seront développés pour l'introduction de la réforme.

1 Quant aux règles de passage du tarif G au tarif G-9, elles resteront les mêmes.  
2 Actuellement, le tarif G-9 est plus intéressant lorsque l'appel de puissance du  
3 client est supérieur à 66 kW. Le Distributeur propose toutefois de hausser  
4 graduellement la prime de puissance du tarif G pour faire en sorte que ce seuil  
5 de passage atteigne 60 kW, soit un niveau raisonnable pour démarquer les  
6 clients de moyenne puissance des clients de petite puissance.

7 Les impacts de cette refonte tarifaire sont présentés au tableau 2, selon les tarifs  
8 de destination et les classes de hausses. En modifiant le seuil d'application du  
9 tarif M, près de 8 000 clients auraient avantage à transférer immédiatement à ce  
10 tarif. D'autres clients passeraient au tarif M au fur et à mesure de la hausse du  
11 prix de la 2<sup>e</sup> tranche et de la prime de puissance. Au terme de l'élimination de la  
12 2<sup>e</sup> tranche et de l'ajustement de la prime de puissance au tarif G, près de 70 %  
13 de la clientèle facturée en puissance transférerait au tarif M et seulement 12 %  
14 au tarif G-9. Il y aurait encore près de 20 % des clients au tarif G, soit 3 800  
15 clients.

16 C'est chez ces derniers que l'impact sur la facture est le plus élevé. En effet, la  
17 clientèle restant au tarif G, caractérisée par un faible facteur d'utilisation, est  
18 sensible à l'augmentation de la prime de puissance. Dans le cas des clients  
19 transférés au tarif M, les gains obtenus s'expliquent par le fait que la 1<sup>re</sup> tranche  
20 d'énergie du tarif M augmente moins rapidement que la 2<sup>e</sup> tranche et qu'ainsi les  
21 petits clients du tarif M verront leur facture augmenter moins que la hausse  
22 moyenne du tarif.

**TABLEAU 2**  
**IMPACTS SUR LES CLIENTS AU TARIF G DE 50 KW ET PLUS**  
**RÉPARTITION DES HAUSSES MOYENNES EN FONCTION DU TARIF DE DESTINATION**

Valeurs en %

<b>Classes de hausses</b>	<b>Tarif G</b>	<b>Tarif G-9</b>	<b>Tarif M</b>	<b>Total</b>
Moins de -10	0	5	5	10
De -10 à -5	0	2	48	50
De -5 à 0	7	2	10	19
De 0 à 5	9	2	4	15
De 5 à 10	2	1	1	4
10 et plus	1	0	1	2
<b>Total (%)</b>	<b>19</b>	<b>12</b>	<b>69</b>	<b>100</b>
<b>Nb de clients</b>	<b>3 800</b>	<b>2 400</b>	<b>13 800</b>	<b>20 000</b>

### **2.1.3 Évolution du tarif G**

1 L'élimination de la deuxième tranche d'énergie au tarif G permet de simplifier la  
2 tarification actuelle et de clarifier le signal de prix. Elle rend également possible  
3 l'introduction d'autres types de tarification qui ne sont pas possibles avec la  
4 structure dégressive actuelle des prix de l'énergie.

5 À titre d'exemple, l'implantation d'une option de tarification différenciée dans le  
6 temps (TDT) permettrait d'offrir à cette clientèle un signal tarifaire qui reflète les  
7 variations temporelles des coûts d'approvisionnement. Le Distributeur propose  
8 d'attendre les résultats de l'expérience pilote de TDT au secteur résidentiel avant  
9 d'évaluer la pertinence de la transposer à la clientèle de petite puissance du  
10 secteur général.

## **2.2 Tarif M**

### **2.2.1 Particularités du tarif actuel**

1 Au niveau de sa structure de prix en énergie, le tarif M présente un signal de prix  
2 dégressif en fonction des volumes consommés. Bien que cette structure soit  
3 justifiée sur la base de la continuité entre les tarifs généraux, elle envoie le signal  
4 que le coût de l'énergie décroît avec l'usage. De plus, le prix de la 2<sup>e</sup> tranche est  
5 inférieur au coût d'approvisionnement du tarif. Les clients à forte consommation  
6 supportent ainsi une part plus faible des coûts d'approvisionnement que les plus  
7 petits clients.

8 Contrairement au tarif G où la tranche d'énergie est associée au seuil de 50 kW  
9 de facturation de la puissance, le seuil de 210 000 kWh n'est pas associé à un  
10 seuil de puissance. Tel que spécifié à la section 1.1, le seuil de la première  
11 tranche a été haussé graduellement de 78 000 kWh à 210 000 kWh entre 1975  
12 et 1996 mais ne correspond à aucun usage particulier. Un client de 500 kW à  
13 58 % de facteur d'utilisation atteint ainsi la 2<sup>e</sup> tranche. Ce seuil implique donc que  
14 pour tous les clients de cette taille, le signal de prix est très bas par rapport à des  
15 coûts marginaux de plus de 8,5 ¢/kWh. Comme cette consommation marginale  
16 est également celle qui est la plus élastique, ils reçoivent comme au tarif G un  
17 signal de prix moins élevé pour la partie de leur charge sur laquelle ils peuvent  
18 agir.

19 Pour s'assurer que chaque client paie sa part des coûts de puissance engagés  
20 pour répondre à sa demande durant l'hiver, le Distributeur facture la puissance  
21 des tarifs généraux de manière à récupérer ses revenus sur une base annuelle  
22 en utilisant un mécanisme permettant de fixer une puissance à facturer minimale  
23 lors des mois d'été. Deux mécanismes sont utilisés aux tarifs généraux : la  
24 puissance souscrite (tarifs M et L) et le mécanisme automatique de facturation de  
25 la puissance à facturer minimale (tarifs G et G-9).

1 La particularité du mécanisme de la puissance souscrite réside dans le fait que le  
2 client fixe le niveau de la puissance souscrite en fonction de ce qu'il prévoit  
3 appeler durant l'hiver et l'été et qu'il en avise le Distributeur. Il est donc bien  
4 adapté aux clients qui planifient leur niveau de consommation 12 mois à l'avance  
5 et dont le profil de consommation est connu et maîtrisé. Les modalités  
6 permettent au client d'augmenter en tout temps sa puissance souscrite. Par  
7 contre, celle-ci ne peut être diminuée que 12 périodes mensuelles après la  
8 dernière révision. Au contraire, avec le mécanisme automatique de la facturation  
9 de la puissance, la puissance à facturer minimale est fonction de l'appel de  
10 puissance maximal de l'hiver précédent, ce qui n'implique aucune confirmation  
11 de niveau de la part du client.

12 Le mécanisme de la puissance souscrite présente deux inconvénients majeurs.  
13 D'abord, plusieurs clients de petite taille ne peuvent assurer le suivi de leur  
14 consommation et n'ajustent pas leur puissance souscrite en fonction de leur  
15 niveau de consommation. Une puissance souscrite non optimisée se traduit ainsi  
16 par des hausses de facture : soit la puissance souscrite est trop élevée et le  
17 client doit payer pour de la puissance qu'il n'utilise pas, soit elle est trop basse et  
18 celui-ci doit assumer la prime de dépassement.

19 Le second inconvénient tient au fait que les modalités pour établir la puissance  
20 souscrite sont trop flexibles et permettent à un client saisonnier de se soustraire  
21 à la contrainte de la puissance souscrite un été sur deux. En effet, un client peut,  
22 après deux hivers et un été, soit après le délai de 12 mois, abaisser au début de  
23 l'été suivant sa puissance souscrite à un niveau inférieur à la puissance appelée  
24 et profiter d'une absence de contrainte liée à la puissance souscrite. Plusieurs  
25 clients au tarif M vont même jusqu'à transférer au tarif G un été sur deux afin de  
26 ne pas avoir à assumer la puissance à facturer minimale de 100 kW. Il en résulte  
27 des transferts fréquents, autour de 1 600 transferts par année, entre les tarifs G  
28 et M qui n'occasionnent pas de gains en termes de gestion de la consommation.

1 En fait, les modalités actuelles incitent les clients à gérer leur facture plutôt que  
2 leur consommation.

3 Les modifications à la puissance souscrite des clients mobilisent l'intervention de  
4 plusieurs ressources au niveau des systèmes de facturation et du service à la  
5 clientèle du Distributeur. À titre d'exemple, le Distributeur effectue annuellement  
6 près de 6 500 changements à la puissance souscrite de la clientèle du tarif M. Le  
7 Distributeur mobilise également des ressources pour aviser des clients que leur  
8 puissance souscrite ne reflète plus leur niveau de consommation et qu'ils ont  
9 intérêt à la modifier afin de réduire leur facture. Ces nombreuses tâches  
10 administratives sont liées au fait que le client a la responsabilité d'aviser le  
11 Distributeur pour un changement du niveau de puissance souscrite. Le suivi de la  
12 puissance souscrite est donc lourd administrativement, tant pour le client que  
13 pour le Distributeur, et ne reflète pas nécessairement les besoins des clients du  
14 tarif M, tout particulièrement les plus petits d'entre eux.

### ***2.2.2 Modification du domaine d'application et du mécanisme de facturation de la puissance au tarif M***

15 Afin de permettre au plus grand nombre de clients d'avoir accès à un tarif binôme  
16 en puissance et en énergie pour les clients de plus de 50 kW, le tarif M devra  
17 dorénavant s'appliquer à des abonnements dont la puissance maximale appelée  
18 est supérieure à 50 kW au moins une fois au cours des 12 derniers mois. Suite à  
19 la baisse du seuil d'application du tarif M, plusieurs clients au tarif G choisiront  
20 d'adhérer au tarif M si leur facteur d'utilisation de la puissance est supérieur à  
21 30 %, sinon ils pourront choisir le tarif G-9. La prime de puissance du tarif M sera  
22 toujours appliquée sur la totalité de la charge.

23 Tel que mentionné à la section 2.1.2, la décision de passer du tarif G au tarif M  
24 incombera au client, comme c'est le cas actuellement pour un passage entre le  
25 tarif G et le tarif G-9. Par ailleurs, le seuil de 50 kW ne s'applique pas à la  
26 puissance à facturer minimale mais bien à la puissance maximale appelée, ce

1 qui implique notamment qu'un client dont la puissance à facturer minimale est  
2 inférieure à 50 kW pourra conserver le tarif M.

3 Le transfert des clients de plus de 50 kW du tarif G au tarif M nécessite de revoir  
4 le mécanisme de fixation de la puissance à facturer minimale actuellement en  
5 vigueur au tarif M<sup>9</sup>. L'application du mécanisme de la puissance souscrite aux  
6 13 800 nouveaux petits clients en plus des 12 600 clients actuels n'est pas  
7 envisageable eu égard au nombre de clients à traiter. Le Distributeur propose en  
8 conséquence d'adopter le mécanisme automatique actuellement utilisé au tarif G  
9 et par le fait même, d'établir la puissance à facturer minimale à partir d'un taux de  
10 65 % de la puissance maximale appelée de la période d'hiver. Au tarif M actuel,  
11 le taux de 133 % à partir duquel s'applique la prime de dépassement correspond  
12 à un taux de 75 % de la puissance maximale appelée. La réduction du taux de  
13 75 % à 65 % permet, en moyenne, d'atténuer l'impact de la perte de la flexibilité  
14 associée à la prime de dépassement du tarif M.

15 Outre sa simplicité d'application, ce choix s'appuie sur les motifs suivants :

- 16 1. L'instauration d'un mécanisme automatique de fixation de la puissance à  
17 facturer minimale résout en grande partie les problèmes d'application  
18 soulevés précédemment, sans avoir recours à l'ajout d'autres modalités  
19 qui complexifieraient davantage le mécanisme de la puissance souscrite.
- 20 2. Ce mécanisme fait en sorte que le client de petite ou moyenne puissance  
21 identifie mieux le facteur déterminant qui lui permet d'améliorer son profil  
22 de consommation et de réduire les besoins en puissance du réseau. Le  
23 client peut ainsi atteindre une meilleure efficacité énergétique tout en  
24 diminuant sa facture d'électricité.

---

<sup>9</sup> Entre 1973 et 1979, la puissance à facturer minimale des tarifs M et L était établie par un mécanisme automatique d'établissement de la puissance à facturer minimale similaire à celui du tarif G actuel. En 1979, le mécanisme automatique a été remplacé par la puissance souscrite pour ces deux mêmes tarifs.

1        3. Ce mécanisme automatique est le seul actuellement utilisé ailleurs en  
2            Amérique du Nord pour la clientèle de petite et moyenne puissances.

3        4. Le tarif G-9 qui s'applique majoritairement à des clients de même taille  
4            que le tarif M comporte également un mécanisme automatique de fixation  
5            de la puissance à facturer minimale. L'adoption d'un mécanisme similaire  
6            faciliterait donc le passage du tarif G-9 au tarif M, et vice versa.

7        L'impact de l'implantation d'un mécanisme automatique de fixation de la  
8            puissance à facturer minimale au tarif M est illustré au tableau 3 suivant. Selon  
9            les résultats de ces simulations, 6 % de clients auraient un gain de plus de 5 %  
10           alors qu'aucun d'entre eux n'aurait une hausse de plus de 5 %. Le remplacement  
11           du mécanisme de puissance souscrite a donc peu d'impact sur la facture des  
12           clients.

13        Tel que mentionné précédemment, les clients qui constateraient une diminution  
14           de leur facture ont actuellement une puissance souscrite non optimisée.  
15        L'adoption d'un mécanisme automatique leur permettra de toujours avoir une  
16           puissance à facturer minimale qui reflète leur plus récent profil de consommation.

**TABLEAU 3**  
**IMPACTS DU MÉCANISME AUTOMATIQUE DE FIXATION**  
**DE LA PUISSANCE À FACTURER MINIMALE**

<b>Classes de hausse (%)</b>	<b>Clients (%)</b>
Moins de -10	2
De -10 à -5	4
De -5 à 0	64
De 0 à 5	30
5 et plus	0
<b>Total (%)</b>	<b>100</b>
<b>Nb de clients</b>	<b>12 600</b>

1 Les clients qui subiraient une augmentation de leur facture sont, quant à eux,  
2 caractérisés par des profils très saisonniers et exploitent pleinement la flexibilité  
3 du mécanisme actuel. Étant donné que les simulations sont réalisées avec les  
4 profils actuels, elles ne tiennent pas compte des actions que le client pourrait  
5 entreprendre afin de diminuer cet impact défavorable. Bien qu'il soit difficile de  
6 modéliser et de prévoir un changement de profil de consommation, il est possible  
7 de présumer que le client prendra des dispositions afin de s'ajuster au nouveau  
8 mécanisme et de diminuer ainsi son appel de puissance durant l'hiver.

9 Le Distributeur propose, afin de limiter les impacts, d'introduire le mécanisme  
10 automatique de façon graduelle, sur deux ans. Outre les avantages immédiats en  
11 termes de signal de prix et de diminution de la lourdeur administrative,  
12 l'introduction de ce mécanisme permettra d'adapter le tarif M pour recevoir les  
13 clients du tarif G qui sont actuellement facturés en puissance.

14 Actuellement, le client au tarif M, lors d'un transfert vers un autre tarif, doit  
15 respecter un minimum de 12 périodes de consommation avant de pouvoir

1 abaisser sa puissance souscrite. Cette règle devra être conservée pour le tarif M  
2 et même étendue aux tarifs G et G-9 afin de limiter la fréquence des transferts  
3 saisonniers entre les tarifs.

### ***2.2.3 Élimination de la dégressivité au tarif M***

4 Tel que mentionné, la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M véhicule la  
5 perception que le coût de l'énergie décroît avec l'usage. L'amélioration du signal  
6 de prix passe donc par l'élimination de cette dégressivité en remplaçant les deux  
7 prix actuels par un seul. Cette modification aurait un impact important plus  
8 particulièrement pour les clients de grande taille dont le volume de  
9 consommation dans la deuxième tranche est relativement important. Ces clients  
10 sont généralement caractérisés par un facteur d'utilisation élevé.

11 L'impact de l'introduction d'une seule tranche en énergie est illustré au tableau 4  
12 avec un prix moyen de 3,78 ¢/kWh et en conservant la prime de puissance  
13 actuelle. Les résultats indiquent que 89 % des clients verraient leur facture  
14 diminuer alors que seulement 6 % auraient une augmentation de facture, la  
15 hausse la plus importante étant de 16 %. Enfin, quelque 70 clients auraient  
16 intérêt à transférer au tarif L.

**TABLEAU 4**  
**IMPACT DE L'ÉLIMINATION DE LA 2<sup>E</sup> TRANCHE AU TARIF M**  
**RÉPARTITION DES CLIENTS SELON LES CLASSES DE HAUSSE**  
**EN CONSIDÉRANT LES TRANSFERTS POSSIBLES VERS LE TARIF L**

<b>Classes de hausse (%)</b>	<b>Tarif M (%)</b>	<b>Tarif L (%)</b>	<b>Total (%)</b>
Moins de -10	10	-	10
De -10 à -5	71	-	71
De -5 à 0	8	0,1	8
De 0 à 5	5	0,1	5
De 5 à 10	4	0,2	4
10 et plus	2	0,2	2
<b>Total (%)</b>	<b>99</b>	<b>0,6</b>	<b>100</b>
<b>Nb de clients</b>	<b>12 530</b>	<b>70</b>	<b>12 600</b>

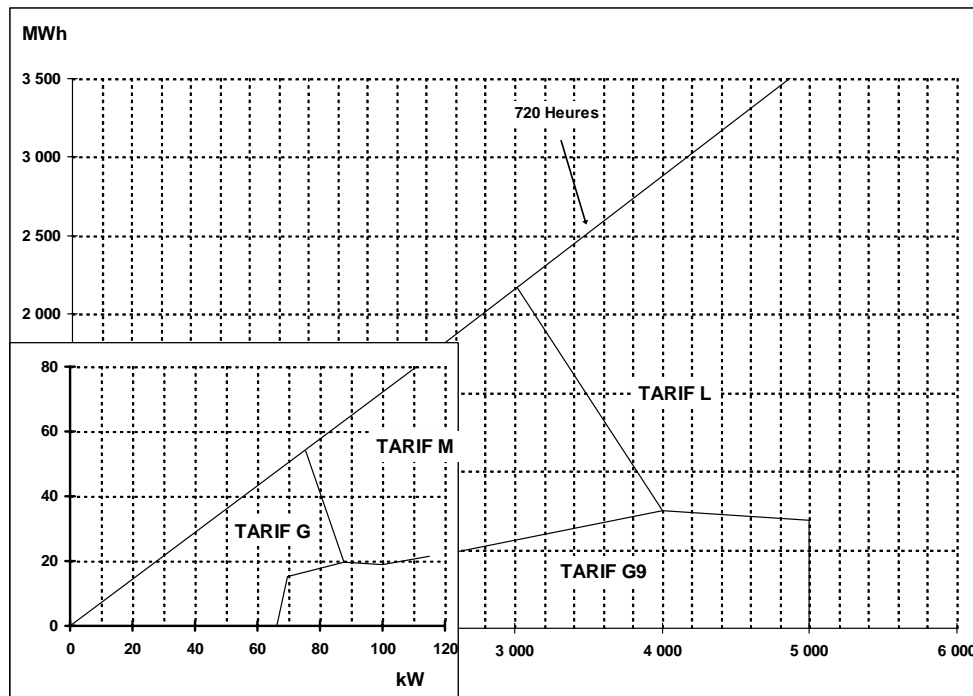
1 Compte tenu de ces constats, le Distributeur n'envisage pas l'élimination de la  
2 dégressivité sur une seule année mais sur une période d'environ 5 ans. Deux  
3 approches pourraient être adoptées. L'une serait d'augmenter graduellement le  
4 seuil d'application de la 2<sup>e</sup> tranche. L'autre serait simplement d'augmenter plus  
5 rapidement le prix de la deuxième tranche par rapport à celui de la première  
6 tranche pour faire en sorte qu'à terme, les deux prix soient égaux. La hausse du  
7 prix de l'énergie de la 2<sup>e</sup> tranche permettant de mieux moduler les impacts de la  
8 hausse dans le temps, cette approche est privilégiée.

9 L'impact de l'élimination de la dégressivité aux tarifs G et M sur la continuité  
10 tarifaire est illustré à l'aide du graphique des zones de moindres coûts. La figure  
11 B montre que la droite qui assure la frontière entre les tarifs de base (G, M et L)  
12 est inclinée. Ceci implique que les clients de moyenne puissance avec des  
13 appels de puissance compris entre 3 000 et 4 000 kW d'une part, et ceux

1 compris entre 75 et 88 kW d'autre part, devraient tenir compte du facteur  
2 d'utilisation de leur puissance à facturer pour adopter le tarif approprié.

3 Le déplacement de la ligne de démarcation entre les tarifs L et M implique le  
4 transfert de 70 clients vers le tarif L. C'est le changement du rapport entre les  
5 prix en énergie des deux tarifs qui fait varier la continuité tarifaire dans la  
6 présente figure. Ajouté à cet impact, une augmentation additionnelle de l'écart  
7 entre les deux prix de puissance favoriserait un déplacement du seuil de  
8 passage entre les tarifs vers la gauche, qui ferait augmenter encore davantage le  
9 nombre de transferts du tarif M vers le tarif L. Dans ce contexte, le Distributeur  
10 croit qu'après l'élimination du prix de la 2<sup>e</sup> tranche, il faudra minimiser les écarts  
11 entre les prix des deux tarifs en n'accroissant pas indûment l'écart entre les prix  
12 de l'énergie d'une part et les prix de puissance d'autre part. Par exemple, un  
13 ajustement substantiel de la proportion puissance/énergie du tarif L en faveur de  
14 l'énergie pourrait se traduire par un déplacement important de la courbe, ce qui  
15 entrainerait un plus grand nombre de transferts de clients vers le tarif L.

**FIGURE B**  
**ZONES DE MOINDRES COÛTS DES TARIFS GÉNÉRAUX**  
**STRUCTURE AVEC UN SEUL PRIX EN ÉNERGIE AU TARIF M**



#### **2.2.4 Impacts cumulés des deux modifications au tarif M**

- 1 Les deux propositions de refonte du tarif M, soit la suppression de la 2<sup>e</sup> tranche
- 2 et l'introduction d'un mécanisme de fixation automatique de la puissance à
- 3 facturer minimale, ont des impacts différents selon les groupes de clients. La
- 4 suppression de la 2<sup>e</sup> tranche aurait des impacts plus importants chez les clients
- 5 de plus grande taille caractérisés par un fort facteur d'utilisation, tandis que
- 6 l'introduction du mécanisme automatique augmenterait davantage la facture des
- 7 clients saisonniers. C'est pourquoi les clients pénalisés simultanément par les
- 8 deux propositions sont rares. Le tableau 5 montre même que l'introduction du

- 1 mécanisme automatique a plutôt tendance à profiter légèrement à la clientèle  
2 dont le facteur d'utilisation est supérieur à la moyenne (soit environ 60 %).

**TABLEAU 5**  
**IMPACT CUMULÉ DES DEUX MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TARIF M**  
**EN FONCTION DU FACTEUR D'UTILISATION**

Classes de facteur d'utilisation (%)	Fréquence (%)	2 <sup>e</sup> tranche (%)	Mécanisme automatique (%)	Cumul (%)
Moins de 50	39	-4,0	-1,5	-5,4
De 50 à 70	47	-0,4	-0,9	-1,6
70 et plus	14	3,3	-0,5	2,5
<b>Total (%)</b>	<b>100</b>	<b>-0,3</b>	<b>-0,9</b>	<b>-1,6</b>

### **2.2.5 Évolution du tarif M**

- 3 Le Distributeur a introduit récemment pour cette clientèle deux options : une  
4 option d'électricité interruptible<sup>10</sup> et une option d'utilisation des groupes  
5 électrogènes de secours<sup>11</sup>. Le Distributeur devra faire le point lors des  
6 prochaines requêtes tarifaires sur les résultats au chapitre de l'adhésion et sur  
7 les facteurs pouvant limiter la clientèle à participer à ces options. Cette analyse  
8 permettra de mieux établir la pertinence de cette approche et de voir si cette  
9 clientèle a réellement un potentiel pour gérer sa consommation sur une base  
10 horaire.

<sup>10</sup> Voir demande R-3579-2005 et décision D-2005-34.

<sup>11</sup> Voir demande R-3603-2006 et décision D-2006-149.

## **2.3 Tarif G-9**

### ***2.3.1 Particularités du tarif actuel***

1 Durant le processus de fusion des tarifs généraux faisant suite à la  
2 nationalisation, le tarif G-9 est offert à la petite puissance pour atténuer les  
3 hausses de tarifs que le passage à un tarif universel aurait fait subir aux clients  
4 ayant un facteur d'utilisation soit très élevé, soit très faible. Le même rôle est  
5 alors dévolu au tarif G-8 pour la moyenne puissance et au tarif G-7 pour la  
6 grande puissance. Au fur et à mesure que les tarifs de base G, M et L permettent  
7 de répondre aux besoins des clients à facteur d'utilisation élevé, ces tarifs  
8 optionnels perdent une partie de leur vocation première et sont destinés aux  
9 clients à faible facteur d'utilisation. Le tarif G-9 devient ainsi un tarif pour faible  
10 facteur d'utilisation appliqué tant à la petite puissance qu'à la moyenne  
11 puissance.

12 En 1993, suite à la dernière réforme du tarif M, le tarif G-9 est calibré de façon à  
13 satisfaire un plus grand nombre de clients à faible facteur d'utilisation.  
14 Dorénavant, le tarif G-9 s'adresse aux clients ayant un facteur d'utilisation  
15 inférieur à 30 % au lieu de 20 %. Ce tarif simple est composé d'un seul prix en  
16 puissance et d'un seul prix en énergie alors que le mécanisme de fixation de la  
17 puissance à facturer minimale est automatique.

### ***2.3.2 Tarification des profils à faible facteur d'utilisation***

18 Selon le balisage présenté à HQD-12, Document 6, d'autres distributeurs offrent  
19 également des tarifs adaptés pour leur clientèle dont le facteur d'utilisation de la  
20 puissance à facturer est peu élevé. La majorité de ces distributeurs ciblent les  
21 clients à faible facteur d'utilisation dans leurs tarifs de base en utilisant une  
22 tranche d'énergie de type Wright. Au Canada, quatre distributeurs, tous dans les  
23 provinces de l'Atlantique, ont conservé ce type de tarification pour les facteurs  
24 d'utilisation de 100 heures (13,5 %) ou 200 heures (27 %). Aux États-Unis, six

1 distributeurs présentent ce type de tarification. Le cas de Georgia Power est  
2 particulier car il présente une structure exclusivement de type Wright pour toute  
3 sa clientèle générale. Elle n'inclut aucune prime de puissance mais plusieurs  
4 paliers de prix dégressifs pour quatre durées d'utilisation de la puissance. Cette  
5 structure complexe présente un défi non seulement dans son application mais  
6 également pour l'identification du signal de prix à la marge auquel le client est  
7 confronté.

8 Selon le balisage, seul AEP Ohio Power offre, pour ses clients de moyenne  
9 puissance, deux tarifs distincts pour les forts et les faibles facteurs d'utilisation. Il  
10 s'agit de deux tarifs comportant une partie puissance et une partie énergie  
11 (structure tarifaire parfois qualifiée de type Hopkinson<sup>12</sup>). Le seuil de passage  
12 entre les deux tarifs est toutefois calibré pour les facteurs d'utilisation de moins  
13 de 50 % comparativement à 30 % dans le cas du Distributeur.

### **2.3.3 Évolution du tarif G-9**

14 Le Distributeur offre à sa clientèle de faible facteur d'utilisation un tarif de type  
15 Hopkinson. Ce type de tarif comporte l'avantage d'être simple, clair et facile à  
16 comprendre tout en permettant de bien refléter les deux éléments les plus  
17 importants de la structure de coût du réseau électrique tel que mentionné dans  
18 un ouvrage de référence portant sur les principes de la tarification de l'électricité:

19 *"But the rationale usually given is that the two-part*  
20 *rate (demand and energy charges) distinguishes*  
21 *between the two most important costs functions of an*  
22 *electric-utility system: between those costs that vary*  
23 *with changes in the system's output of energy, and*  
24 *those costs that vary with the plant capacity and*  
25 *hence with the maximum demands on the system*  
26 *that the company must be prepared to meet in*  
27 *planning its construction program.*

---

<sup>12</sup> Premier à suggérer de facturer les charges industrielles en fonction de la puissance, et non seulement sur la base de l'énergie, afin de favoriser une utilisation judicieuse de la puissance.

1                    *But, whatever its rationale from the standpoint of cost*  
2                    *analysis, the introduction of the two-part industrial-*  
3                    *power rate results in an improved use of existing plan*  
4                    *capacity..."<sup>13</sup>*

5 Le Distributeur croit qu'une tarification de type Hopkinson qui s'adresse  
6 uniquement à la clientèle à faible facteur d'utilisation est préférable à une tranche  
7 de type Wright dans le tarif de base qui rendrait le signal de prix du tarif trop  
8 dilué.

9 Tel que démontré lors de la requête R-3541-2004, le tarif G-9 est dérivé du  
10 tarif M et est calibré pour qu'une charge de 30 % de facteur d'utilisation soit  
11 incitée à transférer au tarif M. Dans un tarif pour faible facteur d'utilisation de type  
12 Hopkinson, la prime de puissance est en effet diminuée par rapport à la prime du  
13 tarif de base alors que le prix de l'énergie est augmenté afin de récupérer en  
14 énergie la différence entre ces deux primes de puissance. Le prix de l'énergie est  
15 ainsi fixé pour atteindre le seuil recherché.

16 Suite aux modifications proposées aux tarifs G et M, certaines modalités  
17 tarifaires du tarif G-9 devront être revues, notamment le pourcentage qui sert à  
18 déterminer la puissance à facturer minimale. Afin de s'assurer que ces  
19 différences sont nécessaires, une analyse devra valider que l'application du seuil  
20 de 75 % de la puissance maximale appelée plutôt qu'un seuil de 65 % est  
21 toujours requise à la suite de la refonte tarifaire.

22 Pour l'instant, le Distributeur croit que le seuil de 75 % est justifié au tarif G-9 par  
23 rapport au seuil de 65 % proposé pour le tarif M. En effet, au tarif G-9, la prime  
24 de puissance vise à compenser les coûts de distribution. Le fait de maintenir un  
25 niveau de puissance à facturer minimale relativement plus élevé qu'au tarif G afin  
26 de compenser pour les équipements de distribution qui demeurent en  
27 permanence réservés au client est plus acceptable. Du reste, un taux de 100 %  
28 est appliqué dans le cas du tarif H destiné aux abonnements de grande

---

<sup>13</sup> Bonbright, Danielsen et Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, Public Utility Report, Inc

1 puissance caractérisés par une utilisation de la puissance principalement en  
2 hiver. Dans ce cas, comme la probabilité d'utilisation de la puissance est plus  
3 faible, un seuil plus élevé et une période de 24 mois au lieu de 12 mois sont  
4 appliqués.

5 Le Distributeur envisage également d'uniformiser le critère de sélection des  
6 périodes de consommation retenues pour le calcul de la puissance à facturer  
7 minimale. Au tarif G-9, les périodes de consommation retenues sont celles se  
8 terminant durant une période d'hiver. Au tarif G, seules les périodes de  
9 consommation situées en totalité en période d'hiver, soit qui débutent et se  
10 terminent en période d'hiver, sont retenues. Cette définition est moins  
11 contraignante pour la clientèle.

12 En adoptant la définition actuelle du tarif G pour le tarif G-9, le Distributeur  
13 faciliterait la compréhension des mécanismes de facturation de la puissance, tout  
14 spécialement pour ceux qui transfèrent d'un tarif à l'autre ou pour les clients  
15 disposant de plusieurs abonnements à différents tarifs. Cette modification  
16 n'aurait pas d'impact négatif pour la clientèle. Seuls les clients qui ont une  
17 puissance maximale appelée durant une période chevauchant le 1<sup>er</sup> décembre  
18 verraient leur puissance à facturer minimale diminuer.

#### **2.4 Synthèse des modifications aux tarifs de petite et moyenne puissances**

19 Le tableau suivant présente un résumé des modifications proposées aux tarifs de  
20 petite et moyenne puissances.

**TABLEAU 6**  
**RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS AUX TARIFS DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCES**

	<b>Tarif au 1<sup>er</sup> avril 2007</b>	<b>Structure proposée</b>
<b>Tarif G</b>		
<b>Domaine d'application</b>	- Puissance à facturer minimale < 100 kW	- S'applique généralement lorsque la PMA est toujours < 50 kW
<b>Structure</b>	- 1 redevance - 2 prix d'énergie - 1 prix de puissance, excédent de 50 kW	- 1 redevance - 1 prix d'énergie - 1 prix de puissance, excédent de 50 kW
<b>Facturation de la puissance</b>	- Mécanisme automatique 65 %	- Mécanisme automatique 65 %
<b>Tarif M</b>		
<b>Domaine d'application</b>	- Puissance à facturer minimale ≥ 100 kW	- S'applique lorsque la PMA est ≥ 50 kW au cours d'une des 12 dernières périodes de consommation
<b>Structure</b>	- 2 prix d'énergie - 1 prix de puissance	- 1 prix d'énergie - 1 prix de puissance
<b>Facturation de la puissance</b>	- Puissance souscrite	- Mécanisme automatique 65 %
<b>Tarif G-9</b>		
<b>Domaine d'application</b>	- Facteur d'utilisation de la puissance à facturer ≤ 30 % - Ne s'applique pas lorsque la PMA est toujours < 65 kW pendant les 12 dernières périodes de consommation	- Facteur d'utilisation de la puissance à facturer ≤ 30 % - Ne s'applique pas lorsque la PMA est toujours < 60 kW pendant les 12 dernières périodes de consommation
<b>Structure</b>	- 1 prix d'énergie - 1 prix de puissance	- 1 prix d'énergie - 1 prix de puissance
<b>Facturation de la puissance</b>	- Mécanisme automatique 75 %	- Mécanisme automatique 75 %

### **3. TARIF DE GRANDE PUISSANCE**

#### **3.1 Particularités du tarif actuel**

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. Comme tous  
3 les clients au tarif L sont alimentés à une tension plus élevée, pour la grande  
4 majorité en haute tension, ils ont droit aux crédits d'alimentation en moyenne ou  
5 en haute tension. Ces crédits permettent de facturer aux clients ce qu'il en coûte  
6 vraiment pour leur offrir le service.

7 Tel que mentionné à la section 1.1, à ses débuts, en 1975, la structure du tarif L  
8 comportait quatre tranches de puissance et deux tranches d'énergie. Au cours  
9 des années, plus spécifiquement au début des années 1990, la structure a été  
10 simplifiée en faisant disparaître la dégressivité en fonction de l'appel de  
11 puissance de façon à donner un signal de prix clair aux clients. Le tarif L actuel  
12 comporte une seule tranche en puissance et une seule tranche en énergie, ce  
13 qui correspond à la structure également utilisée par les autres distributeurs en  
14 Amérique du Nord pour la clientèle de grande puissance (voir HQD-12,  
15 document 6).

16 Le mécanisme de puissance souscrite est utilisé pour la facturation de la  
17 puissance au tarif L. Contrairement à un mécanisme automatique qui fixe la  
18 puissance à facturer minimale sur le profil passé du client, celui de la puissance  
19 souscrite permet au client de tenir compte des variations futures de sa  
20 consommation. C'est pourquoi il est mieux adapté aux grands clients industriels  
21 dont les puissances appelées fluctuent moins mais qui doivent souvent prévoir à  
22 l'avance leur niveau de production.

23 Les clients au tarif L ont accès à des options tarifaires, par exemple les options  
24 d'électricité interruptible et d'électricité additionnelle, qui ciblent des besoins  
25 précis et permettent par le fait même de maintenir la simplicité du tarif L de base.

1 Ces options, dont le prix est établi sur la base du coût marginal de court terme,  
2 permettent de répondre autant aux besoins du Distributeur qu'à ceux des clients.

### **3.2 Analyse de modifications possibles à la structure du tarif L**

3 Contrairement aux tarifs G et M pour lesquels une amélioration du signal de prix  
4 passe d'abord par une élimination de la dégressivité des prix de l'énergie, la  
5 structure actuelle du tarif L avec un prix de l'énergie et un prix de la puissance  
6 offre déjà selon le Distributeur un signal de prix clair. L'orientation du Distributeur  
7 de faire porter les hausses tarifaires davantage sur la composante énergie que  
8 sur la composante puissance pour les tarifs généraux permet par ailleurs,  
9 d'année en année, de mieux refléter le signal des coûts marginaux dans le tarif.

10 Au tarif L, la principale avenue pour améliorer le signal de prix serait l'introduction  
11 d'une structure progressive en énergie. C'est d'ailleurs le souhait de la Régie que  
12 le Distributeur explore des options de structures tarifaires croissantes aux tarifs  
13 généraux, à l'image de celle de BC Hydro. L'analyse du Distributeur porte donc  
14 principalement sur cette avenue, mais aborde également la tarification  
15 différenciée dans le temps pour la grande puissance.

16 Le Distributeur a partagé ses réflexions à cet égard avec les représentants des  
17 clients de grande puissance au cours de trois rencontres qui ont eu lieu de février  
18 à avril 2007. Les préoccupations des clients et leurs commentaires sur les  
19 différentes structures analysées ont été considérés dans la proposition du  
20 Distributeur.

#### **3.2.1 Structure progressive**

21 Une structure tarifaire progressive permet d'offrir un signal de prix plus élevé  
22 lorsque la consommation atteint la dernière tranche. En fixant le prix de la  
23 dernière tranche au coût marginal, ce type de structure permet de donner  
24 directement le signal des coûts marginaux. On retrouve ce type de structure  
25 principalement chez la clientèle résidentielle où il est possible de déterminer un

1 seuil qui représente une consommation particulière, tel que le chauffage ou la  
2 climatisation. Dans ce cas, il est possible de fixer un prix plus élevé pour une  
3 tranche de consommation dont la demande est plus élastique, comme c'est le  
4 cas pour le chauffage. Le prix de la première tranche qui couvre les usages de  
5 base dont l'élasticité est moins élevée, peut alors être ajusté afin de rencontrer  
6 les revenus requis.

7 Aux tarifs généraux, la difficulté de ce type de structure réside dans  
8 l'établissement d'un seuil pour la première tranche d'énergie qui puisse  
9 s'appliquer de manière équitable à une catégorie de clients très hétérogènes. En  
10 effet, en présence de clients commerciaux, industriels, institutionnels et de  
11 réseaux municipaux qui utilisent l'électricité à diverses fins (chauffage,  
12 climatisation, procédés industriels) et qui sont de tailles et de profils variés, il  
13 s'avère impossible de fixer un seuil en kWh ou en facteur d'utilisation qui reflète  
14 un niveau standard de consommation. Faire autrement aurait pour conséquence  
15 de favoriser injustement les clients de faible taille au détriment de ceux de taille  
16 plus importante (ou les clients à faible facteur d'utilisation au détriment de clients  
17 à fort facteur d'utilisation) ; par exemple, un petit client commercial au détriment  
18 d'un grand client industriel, alors que le coût évité d'un kWh additionnel est le  
19 même dans les deux cas. La structure tarifaire aurait alors un impact non justifié  
20 sur la compétitivité des entreprises touchées.

21 C'est pourquoi le seuil de la première tranche doit être établi client par client, sur  
22 la base du profil type du client. L'établissement d'une consommation de  
23 référence en énergie pour chacun des clients est toutefois un exercice complexe  
24 qui génère des coûts d'administration potentiellement élevés. Le nombre de  
25 clients visés est donc un facteur important, qui fait que ce type de tarif n'est pas  
26 envisageable pour une clientèle de masse. Ce sont d'ailleurs les conclusions  
27 auxquelles arrive NERA dans un rapport préparé pour Manitoba Hydro<sup>14</sup>:

---

<sup>14</sup> NERA Economic Consulting, "Review of Time-of-use and Inverted Electric Rate Structures for Application in Manitoba", 28 juillet 2005, page xiv.

1                   " 6. For equity and competitive reasons, inverted  
2                   block structures for General Service customers  
3                   should ideally define the first block in terms of a  
4                   percent of CBL, although this will introduce  
5                   significant rate administration costs. Putting all  
6                   63,000 GS customers on rates with CBLs would be  
7                   administratively onerous. Such a rate structure might  
8                   be feasible for GSL and perhaps GSM customers.  
9                   (...)

10                  7. Inverted block structures with a fixed first block  
11                  size for general service customers create inequities  
12                  within the class and distort the competitive position of  
13                  businesses. Only three of the utilities in our survey  
14                  have inverted block kWh charges for small and  
15                  medium non-residential customers."

16    Pour ces raisons, ce type de structure n'est pas courant. Aux États-Unis,  
17    Bonneville Power Administration (BPA) envisage d'introduire ce type de tarif en  
18    2011 pour ses grands clients, c'est-à-dire les réseaux municipaux ainsi que les  
19    grands clients industriels qu'elle alimente directement. BPA entend ainsi  
20    conserver un bloc d'électricité à bas prix pour sa clientèle actuelle, en facturant  
21    au prix du marché les coûts de l'approvisionnement additionnel. BPA a déjà un  
22    tarif visant les ajouts de charges majeures supérieures à 10 MW et le tarif à  
23    paliers s'inscrit dans l'objectif de limiter la croissance de la consommation de la  
24    clientèle.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> " BPA is proposing to implement a decision it made in February 2005 to limit the firm power it sells after 2011 at its lowest cost-based rates to an amount approximately equal to the firm capability of the existing federal system. This would be known as Tier 1 power and would be available to BPA's existing preference customers (Northwest public entities such as public utilities, cooperatives and municipalities) at the lowest cost-based rates. This is intended to ensure the benefits of the low-cost federal system are not diluted by melding higher cost power purchases or additional resources into the system.....Consistent with BPA's statutory obligation to serve, public customers may turn to BPA for additional power, and, while BPA would make every effort to meet their needs cost-effectively, the agency would charge a rate for such power sufficient to cover the costs of securing the additional power. This would be known as Tier 2 power. BPA would set rates to fully recover the costs from those customers who request Tier 2 service."

([http://www.bpa.gov/power/pl/regionaldialogue/Marginal\\_cost\\_basis.pdf](http://www.bpa.gov/power/pl/regionaldialogue/Marginal_cost_basis.pdf) )

1 Le seul distributeur qui applique actuellement ce type de tarif à sa clientèle de  
2 grande puissance est BC Hydro. Les prochaines sections expliquent les raisons  
3 qui ont mené à la mise en place de ce tarif en Colombie-Britannique et  
4 présentent les modalités tarifaires applicables ainsi que les problématiques  
5 inhérentes à ce type de tarif.

### ***3.2.1.1 Tarif à paliers de BC Hydro***

6 À la demande du gouvernement de Colombie-Britannique, BC Hydro applique  
7 depuis avril 2006 un tarif à paliers ("*stepped rate*") à sa clientèle de haute tension  
8 (60 kV et plus). Ce tarif s'inscrit dans les orientations de la stratégie énergétique  
9 du gouvernement de 2002<sup>16</sup>, soit ouvrir le marché de détail pour les grands  
10 clients, encourager l'autoproduction et favoriser l'efficacité énergétique. Dans sa  
11 stratégie énergétique publiée en février 2007, le gouvernement de la Colombie-  
12 Britannique poursuit ces mêmes orientations. Parmi les différents objectifs mis  
13 de l'avant, le gouvernement vise à répondre à la majorité des besoins  
14 énergétiques de la province pour les dix prochaines années par l'augmentation  
15 de la conservation d'énergie et de l'efficacité énergétique ainsi que la nouvelle  
16 production des producteurs privés.

17 Le tarif à paliers répond donc à plusieurs objectifs. En améliorant le signal de  
18 prix, il incite les clients à réduire leur consommation auprès de BC Hydro. Toute  
19 baisse de consommation est compensée au coût marginal et incite ainsi les  
20 clients à financer eux-mêmes des projets d'efficacité énergétique. Par ailleurs,  
21 les clients qui réduisent leur consommation auprès de BC Hydro en s'alimentant  
22 auprès d'un tiers ou en faisant de l'autoproduction sont également compensés au  
23 coût marginal. Le tarif est calibré de manière à ce que le client qui ne modifie pas

---

BPA est présentement au stade des consultations à cet égard. Différents groupes de travail ont été mis sur pied pour discuter des modalités à appliquer, notamment la définition de la référence (*high water mark* (HMW)) et le prix applicable à chacun des paliers.

<sup>16</sup> *Energy Plan for Our Future*, novembre 2002.

1 son profil de consommation n'ait pas d'impact sur sa facture, ce qui implique qu'il  
2 est neutre sur le plan tarifaire.

3 Tel que demandé par le gouvernement, le tarif a été imposé à l'ensemble de la  
4 clientèle de haute tension. Le gouvernement a toutefois conservé le droit à cinq  
5 clients considérés comme des distributeurs d'électricité<sup>17</sup> de demeurer au tarif  
6 régulier puisque en tant qu'intermédiaires, ils n'ont pas de contrôle direct sur la  
7 consommation de leurs clients.

8 Bien que le tarif ait reçu un très bon accueil de la part des producteurs privés<sup>18</sup>, il  
9 a reçu un accueil plutôt mitigé de la clientèle. Des groupes de travail ont donc été  
10 mis sur pied pour discuter des modalités tarifaires et répondre aux  
11 préoccupations des clients à l'égard notamment de la complexité du tarif, de la  
12 volatilité des prix et de leur transparence ainsi que de la quantité d'énergie  
13 créditée au prix du marché. Après deux années de consultation, BC Hydro a  
14 finalement mis en application son tarif à paliers.<sup>19</sup>

#### 15 Structure tarifaire

16 Le tarif de BC Hydro est progressif pour la composante énergie seulement, le  
17 prix de la puissance étant le même que celui du tarif régulier<sup>20</sup>. Les prix des deux  
18 paliers sont calibrés en fonction du prix de l'énergie de 2,725 ¢/kWh du tarif

---

<sup>17</sup> Fortis BC, New Westminster, l'Université de la Colombie Britannique (UBC), l'Université Simon Fraser et l'aéroport international de Vancouver.

<sup>18</sup> Sur le site de l'Independent Power Producers Association of BC, on indique que les principales demandes de l'association ont été retenues par le gouvernement:

*"In November 2002, the province announced the new Energy Plan. One of the four cornerstones of the Energy Plan was "Increased opportunities for private sector investment". It also stated that; "The private sector will develop new electricity generation, with BC Hydro restricted to improvements at existing plants" and that there will be "improved access to the transmission system and enable IPP participation in US wholesale markets". Another policy aims to improve an IPP's ability to sell to industrial customers. These directions were akin to some of the key recommendations contained in the IPPBC's Policy Recommendations report."*

<sup>19</sup> Les clients se sont vus offrir simultanément une option de tarification différenciée dans le temps sur la base du tarif à paliers et une différenciation des prix sur une base horo-saisonnière.

<sup>20</sup> Tarif régulier RS1821. A été remplacé par le tarif RS1827.

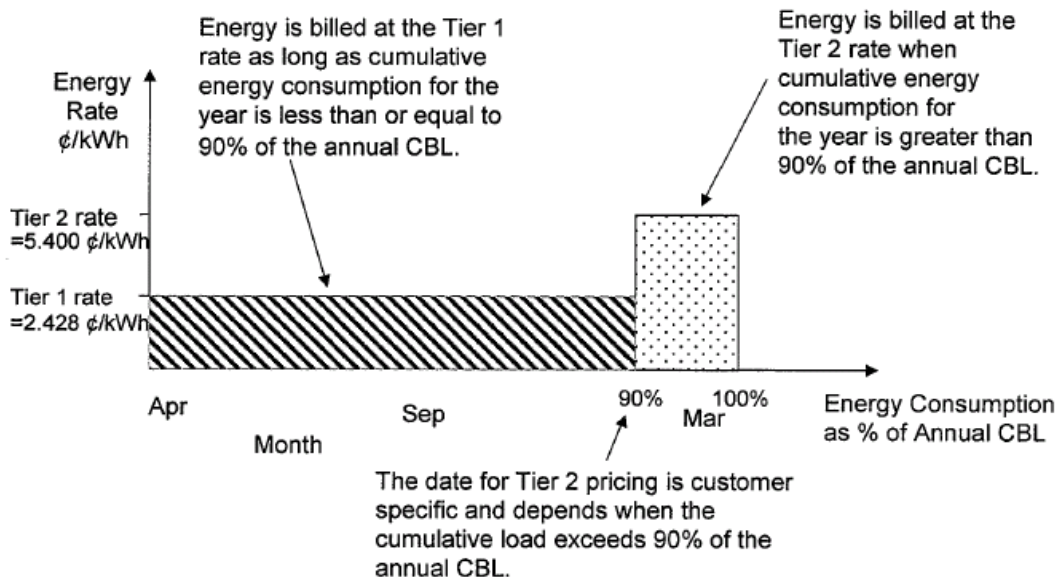
1 régulier, assurant ainsi un impact neutre sur les revenus<sup>21</sup>. La figure C illustre la  
2 structure tarifaire applicable.

3 Le prix du premier palier est fixé à 2,43 ¢/kWh et s'applique à 90 % de la  
4 référence alors que le prix du deuxième palier s'applique au reste de la  
5 consommation. Le prix du deuxième palier de 5,4 ¢/kWh correspond au prix  
6 moyen des appels d'offres de 2002 pour des projets d'énergie renouvelable,  
7 lequel avait été limité au coût évité de 6,2 ¢/kWh. Il est prévu que le prix soit  
8 révisé tous les trois ans, ce qui porte la prochaine révision en 2008.

---

<sup>21</sup> Prix du 1<sup>er</sup> palier = (Prix de l'énergie du tarif RS1821 - (0,1 x prix du 2<sup>e</sup> palier)) / 0,9  
= (2,725 ¢/kWh - (0,1 x 5,4 ¢/kWh)) / 0,9 = 2,43 ¢/kWh.

**FIGURE C**  
**ILLUSTRATION DU TARIF À PALIERS DE BC HYDRO (SOURCE: BC HYDRO)**



1 Établissement de la référence

2 Comme l'établissement et la révision de la référence en énergie constituait un  
 3 enjeu majeur tant pour BC Hydro que pour les clients, des modalités détaillées  
 4 ont été rédigées afin de pouvoir cerner le plus de situations possibles. La  
 5 consommation de référence initiale a été fixée à partir de la consommation  
 6 annuelle du client en 2005, ajustée pour les cas de force majeure, la baisse de  
 7 consommation résultant de mesures en efficacité énergétique pour lesquelles le  
 8 client a reçu une compensation financière de BC Hydro, et toute modification à la  
 9 capacité de l'usine depuis 2005. Pour éviter toute ambiguïté, les valeurs  
 10 spécifiées par les clients font l'objet d'une vérification par un tiers et la référence  
 11 initiale ainsi que toute révision subséquente sont soumises à l'approbation de la  
 12 BCUC. Pour les nouveaux clients, le prix de l'énergie du tarif régulier s'applique

1 pendant un an et la référence est établie par la suite, à partir de l'historique de  
2 consommation<sup>22</sup>.

3 Révision de la référence

4 Une révision annuelle de la référence est requise lors de variations à la baisse  
5 comme à la hausse de plus de 10 % de la consommation annuelle. Cependant,  
6 la référence n'est pas révisée lorsque le client réduit sa consommation d'au  
7 moins 0,3 GWh grâce à des mesures d'efficacité énergétique qu'il a lui-même  
8 financées, lui permettant ainsi de conserver une partie équivalente de sa  
9 consommation réelle au bas prix. Cette réduction de la consommation est  
10 reconnue aux fins de l'établissement de la référence pour une période de 10 ans,  
11 avec possibilité d'une extension annuelle sous réserve de la justification du  
12 client. De plus, lorsqu'un client s'approvisionne auprès d'un tiers pour une partie  
13 de sa consommation, la référence n'est pas modifiée en autant que cette  
14 situation dure pour une période minimale de 3 ans et qu'un préavis d'un an soit  
15 donné si le client décide de revenir s'approvisionner chez BC Hydro. Enfin, la  
16 baisse de consommation dans les cas de force majeure ne justifie pas une  
17 révision de la référence.

18 En cours d'année, il est prévu que la référence puisse être ajustée à la hausse, à  
19 la demande du client, lors d'un ajout de charge d'au moins 5 % de la  
20 consommation ou 10 GWh afin de ne pas freiner la croissance. De plus, pour  
21 éviter de compenser deux fois le client, BC Hydro ajustera la référence d'un  
22 client à la baisse s'il réduit sa consommation dans le cadre d'un programme  
23 d'efficacité énergétique financé par BC Hydro.

24 Par ailleurs, BC Hydro permet aux clients qui ont plusieurs sites de production en  
25 opération d'agréger les références de ces sites pour l'énergie seulement, en

---

<sup>22</sup> Au 1<sup>e</sup> avril 2008, BC Hydro propose de porter le prix de l'énergie du tarif régulier à 2,770 ¢/kWh, ce qui a pour conséquence de porter le prix du 1<sup>er</sup> palier à 2,477 ¢/kWh.

1 autant que le tarif et les cycles de facturation soient identiques. La référence est  
2 également transférable en cas de changement de propriétaire.

3 BC Hydro a choisi d'établir la référence sur une base annuelle plutôt que  
4 mensuelle. Puisqu'il concentre les ajustements de la consommation en fin  
5 d'année, ce choix risque d'affecter les flux de trésorerie des clients et du  
6 distributeur dans le temps. Cet impact a été jugé marginal par BC Hydro et n'a  
7 pas justifié de dispositions tarifaires particulières.

### **3.2.1.2 Commentaires**

8 Ce n'est qu'en 2009 que des résultats plus précis sur l'expérience du tarif à  
9 paliers chez BC Hydro seront connus puisque la BCUC devra alors produire un  
10 rapport complet au gouvernement à ce sujet. Ce rapport permettra entre autres  
11 de vérifier si les objectifs du *Energy Plan* sont atteints et si le tarif a entraîné des  
12 transferts de coûts entre catégories tarifaires. Pour l'instant, l'information  
13 disponible montre que l'introduction et la gestion de ce tarif chez BC Hydro se  
14 sont avérées jusqu'à présent très lourdes et complexes.

15 Dans la mesure où l'ouverture du marché de détail n'est pas envisagée au  
16 Québec, l'introduction d'un tarif à paliers viserait essentiellement à inciter les  
17 clients à initier et financer eux-mêmes des mesures d'efficacité énergétique en  
18 retour d'une rémunération au coût marginal. Un tel tarif ne serait donc justifié que  
19 s'il apportait une contribution additionnelle significative en sus des programmes  
20 d'efficacité énergétique actuels tout en étant neutre sur les tarifs.

### 21 Efficacité énergétique

22 La clientèle de grande puissance regroupe principalement des clients qui utilisent  
23 fortement l'électricité et qui ont de ce fait un incitatif direct à mieux utiliser  
24 l'électricité afin de réduire leurs coûts d'opération et d'accroître leur compétitivité  
25 tant à l'échelle nationale qu'internationale. Le Distributeur reconnaît qu'il est  
26 essentiel que les grands clients continuent leurs efforts en matière d'efficacité

1 énergétique. Il estime toutefois que la réponse des clients aux différents  
2 programmes déjà offerts est positive et importante et que la structure tarifaire du  
3 tarif L ne limite pas la portée des efforts des grands clients en matière d'efficacité  
4 énergétique.

5 Trois programmes majeurs en efficacité énergétique du Distributeur s'adressent  
6 actuellement aux grands clients industriels : le Programme d'analyse et de  
7 démonstration - Grandes entreprises (PADIGE), le Programme d'initiatives  
8 industrielles - Grandes entreprises (PIIGE) et le Programme d'amélioration  
9 majeure d'usine - Grandes entreprises (PAMUGE). L'impact cumulatif de ces  
10 programmes pour la clientèle grande puissance est estimé à 642 GWh en 2008  
11 pour un budget total de 86 M\$. Les représentants des grands clients industriels  
12 ont indiqué que les programmes qui leurs sont offerts répondent à leurs besoins.  
13 Ces programmes sont en constant développement avec les clients de manière à  
14 aller chercher le plein potentiel d'économie d'énergie.

15 Le Distributeur considère que ces programmes s'avèrent un outil plus efficace  
16 qu'un tarif à paliers pour atteindre les objectifs d'économie d'énergie. Ils lui  
17 permettent de mieux cibler les mesures en fonction de critères précis alors  
18 qu'avec le tarif à paliers, toute réduction de la consommation est rémunérée au  
19 coût marginal, quelle qu'elle soit. De plus, les programmes permettent de donner  
20 une aide financière en lien direct avec la valeur économique des économies  
21 réalisées, à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. À l'opposé, le tarif à palier  
22 accorde la même valeur à toutes les mesures d'économie d'énergie. Ainsi, les  
23 mesures les moins coûteuses sont rémunérées à la pleine valeur du coût évité.  
24 Enfin, contrairement au tarif à paliers, les programmes apportent une plus  
25 grande flexibilité au Distributeur en lui permettant d'ajuster le rythme de  
26 déploiement des différentes mesures en fonction de l'équilibre énergétique.

1 Risque d'affaires

2 Outre ces considérations, la tarification à paliers aurait des conséquences  
3 majeures pour la clientèle industrielle. En effet, au-delà de l'instabilité créée par  
4 un changement de tarif pour l'ensemble de ces clients, l'introduction d'un tarif à  
5 paliers augmenterait le risque d'affaires des clients, et par conséquent celui du  
6 Distributeur, alors que l'apport additionnel de ce tarif au niveau de l'efficacité  
7 énergétique est plutôt incertain.

8 Les entreprises aspirent généralement à une croissance de leur production  
9 d'année en année et ce, même si elles prennent des mesures pour améliorer  
10 l'efficacité énergétique de leurs équipements. Les tarifs d'électricité ne devraient  
11 pas avoir pour conséquence de freiner cette croissance. Avec un tarif à paliers,  
12 les entreprises ayant une croissance inférieure au seuil établi pour justifier une  
13 révision de la référence seraient injustement pénalisées puisque toute croissance  
14 inférieure au seuil fixé n'est pas reconnue et est facturée au client au coût  
15 marginal.

16 De plus, certains secteurs de l'économie qui regroupent des industries cycliques,  
17 sensibles aux fluctuations économiques, seraient systématiquement pénalisés  
18 par rapport à la tarification actuelle étant donné les écarts importants dans leur  
19 profil de consommation d'une année à l'autre.

20 En rémunérant toute réduction de la consommation au coût marginal, le tarif à  
21 paliers incite également les entreprises à transférer leur production dans une  
22 autre juridiction, avec les répercussions économiques que cela comporte. De  
23 plus, puisque les risques relatifs auxquels les entreprises s'exposent guident les  
24 décisions d'investissement, la tarification à paliers pourrait inciter de nouvelles  
25 entreprises à se localiser ailleurs qu'au Québec, ou du moins influencer leurs  
26 choix, avec pour conséquence une perte de retombées économiques positives  
27 associées aux nouveaux investissements. Il y a donc des risques à appliquer aux

1 clients de grande puissance une tarification peu commune et potentiellement  
2 pénalisante par rapport aux marchés voisins.

3 Gestion lourde et complexe

4 L'établissement des références initiales s'est avéré un processus lourd et  
5 complexe et a fait l'objet de nombreux différends entre BC Hydro et sa clientèle  
6 qui regroupe un peu plus d'une centaine de clients. À l'automne 2005, l'ensemble  
7 des références avait été approuvé, soit 114 références pour autant  
8 d'abonnements. De novembre 2005 à février 2006, 190 demandes d'ajustement  
9 ont été acheminées à BC Hydro. Ces demandes ont été analysées et 6 cas ont  
10 dû être tranchés à la BCUC<sup>23</sup>. Les principaux différends concernaient la  
11 reconnaissance des efforts en efficacité énergétique entrepris par les clients  
12 avant 2005, la définition d'accroissement de capacité, l'ajustement lié aux  
13 programmes de BC Hydro et les cas de force majeure.

14 Pour le Distributeur, la tarification à paliers impliquerait l'établissement et la  
15 gestion d'environ 300 références, en incluant les clients provenant du tarif M  
16 suite à la réforme de ce tarif, avec tout ce que cela comporte comme processus :  
17 révision annuelle et en cours d'année, vérification par un tiers, mise en place  
18 d'une procédure de résolution des différends avec les clients, approbation par la  
19 Régie. Ce processus lourd et complexe nécessiterait de nombreuses analyses et  
20 plusieurs échanges entre le Distributeur, les clients et la Régie, ce qui induirait  
21 des coûts d'administration potentiellement importants et une perte d'efficience,  
22 du moins à moyen terme. De plus, un long processus serait nécessaire pour  
23 l'établissement de modalités tarifaires propres au contexte québécois, comme le  
24 démontre l'expérience de BC Hydro.

25 Compte tenu de ces constats, le Distributeur ne recommande pas l'introduction  
26 d'une tarification à paliers pour la clientèle de grande puissance. Ce type de tarif

---

<sup>23</sup> Des 190 demandes, 31 ont été écartées au départ et 153 ont été analysées, regroupées et traitées selon une dizaine de situations différentes en prévision de différends futurs.

1 ferait supporter des risques trop importants aux grands clients industriels et au  
2 Distributeur en contrepartie d'un apport additionnel négligeable en efficacité  
3 énergétique.

### **3.2.2 Tarification différenciée dans le temps**

4 Tel que mentionné, la tarification différenciée dans le temps vise à traduire les  
5 différences de coût entre les périodes, en encourageant le client à déplacer sa  
6 consommation d'énergie vers les périodes hors pointe, où les tarifs sont plus  
7 faibles, et ainsi à favoriser une utilisation plus efficace de l'électricité. Ces  
8 périodes sont établies selon l'heure, la journée ou la saison.

9 Ce genre de tarif est assez répandu en Amérique du Nord. Son application vise  
10 souvent les clients de grande puissance chez qui les coûts additionnels de  
11 mesurage sont très faibles. Tel qu'illustré à la pièce HQD-12 document 6,  
12 plusieurs distributeurs nord-américains ont des tarifs de base pour les grands  
13 clients industriels dont le prix de l'énergie et/ou de la puissance sont différenciés  
14 selon la saison et/ou l'heure. Par exemple, Idaho Power et Consolidated Edison  
15 offrent des prix en énergie et en puissance différenciés selon l'heure et la saison  
16 alors que Boston Edison, Puget Sound et Newfoundland Power offrent des prix  
17 de la puissance différenciés selon la saison seulement. D'autres distributeurs  
18 offrent des options tarifaires différenciées dans le temps comme BC Hydro,  
19 FortisBC et Florida Power and Light. La tarification en temps réel est également  
20 offerte à la clientèle de grande puissance sur une base optionnelle par certains  
21 distributeurs dont Nova Scotia Power, BC Hydro, Georgia Power et Duke Energy  
22 (projet pilote).

23 Exception faite des réseaux municipaux qui se comportent comme l'ensemble du  
24 réseau, la clientèle de grande puissance utilise l'électricité de façon relativement  
25 stable pendant l'année. Dans le cadre de leurs opérations, les entreprises  
26 maximisent leur capacité de production et atteignent ainsi des facteurs

1 d'utilisation élevés. Leurs activités ne leur offrent que peu de potentiel pour un  
2 déplacement de charges de l'hiver à l'été.

3 Par ailleurs, la structure du tarif L intègre déjà des éléments pour inciter le client  
4 à gérer ses appels de puissance en période d'hiver, soit le mécanisme de  
5 puissance souscrite et la prime de dépassement applicable en période d'hiver.  
6 Ainsi, un client dont la charge saisonnière est caractérisée par une pointe en  
7 hiver et dont la puissance appelée diminue sous la puissance souscrite en  
8 période d'été, doit assumer les frais de puissance associés à la puissance  
9 souscrite.

10 Enfin, une tarification saisonnière n'est justifiée que si elle reflète un écart de  
11 coût d'une saison à l'autre suffisant pour inciter un client à changer son  
12 comportement. Or, le différentiel de coût hiver / été est pratiquement inexistant  
13 actuellement, ce qui ne justifie pas la différenciation saisonnière des prix au  
14 tarif L.

15 Le Distributeur favorise l'utilisation d'options tarifaires par rapport à une  
16 modification des structures des tarifs de base pour répondre à des besoins  
17 particuliers du réseau et des clients. Ces options sont généralement très ciblées  
18 et s'adressent aux clients qui ont un potentiel de réduction de leur consommation  
19 à exploiter. L'utilisation d'options tarifaires permet aussi de garder la tarification  
20 de base simple.

21 Le Distributeur offre aux clients qui disposent d'un potentiel d'effacement la  
22 possibilité de participer aux options d'électricité interruptible et d'utilisation des  
23 groupes électrogènes de secours et d'obtenir en contrepartie un crédit sur leur  
24 facture. Pour l'hiver 2006-2007, 22 clients ont ainsi mis à la disposition du  
25 Distributeur une puissance de 739 MW dans le cadre de l'option d'électricité  
26 interruptible pour un maximum de 100 heures d'utilisation. De plus, 2 clients ont  
27 participé à l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours pour une  
28 capacité totale de 1,6 MW. Les options de gestion de la pointe sont utilisées

1 depuis plusieurs années et leur utilité pour le Distributeur a été amplement  
2 démontrée.

3 Appliquée pendant plusieurs années par le Distributeur pour la clientèle de  
4 moyenne et de grande puissance, l'option de tarification en temps réel (TTR) a  
5 été délaissée par les clients lorsque les prix de marché ont augmenté et dépassé  
6 le tarif L. La TTR visait deux principaux objectifs, soit l'effacement des charges à  
7 la pointe et la vente d'énergie additionnelle. Cette option a été remplacée depuis  
8 le 1<sup>er</sup> avril 2006 par les options d'électricité additionnelle et d'électricité  
9 interruptible.<sup>24</sup>

### **3.3 Proposition du Distributeur**

10 Pour les raisons évoquées précédemment, le Distributeur propose de maintenir  
11 le tarif L actuel. Parallèlement au maintien et au développement de mesures en  
12 efficacité énergétique adaptées à la clientèle de grande puissance, le Distributeur  
13 entend poursuivre l'application des hausses tarifaires davantage sur la  
14 composante énergie du tarif L afin de refléter la structure des coûts marginaux.  
15 L'utilisation d'options tarifaires répondant tant aux besoins du Distributeur que de  
16 la clientèle sera également poursuivie.

---

<sup>24</sup> La TTR était jugée trop contraignante par les clients à cause de la durée de l'engagement qui était fixée à un an. L'option d'électricité additionnelle a permis de corriger cet irritant, l'engagement du client à cette option n'étant en vigueur que pour une période de consommation à la fois. Pour le Distributeur, la TTR soulevait des problèmes au niveau de la prévisibilité de l'effacement des clients, contrairement à l'option d'électricité interruptible.



**ANNEXE A**  
**HISTORIQUE DU TARIF G**



<b>TARIF G</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. 1984</b>	<b>#383 Mai 1985</b>	<b>#403 Mai 1986</b>	<b>#429 Mai 1987</b>	<b>#453 Mai 1988</b>
<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	8,79	9,12
<b>PRIX DE LA PUISSANCE</b>															
Pour l'excédent de xxx kW	kW	20	20	20	25	25	25	25	35	35	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	6,69	6,93
<b>ÉNERGIE</b>															
Première tranche	kWh ¢/kWh	100 3,70	100 3,70	100 3,80	6 000 3,00	6 060 3,40	6 270 3,75	6 420 3,95	9 600 4,50	9 600 4,83	10 260 4,92	10 440 5,01	10 440 5,28	10 440 5,52	10 440 5,72
Deuxième tranche	kWh ¢/kWh	900 2,60	900 2,80	900 3,00	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---	--- ---
Troisième tranche	kWh ¢/kWh	4 000 2,15	4 000 2,30	4 000 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	3,36	3,50
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>															
Appel de puissance exceptionnel <sup>(2)</sup>	\$/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	8,73

(1) Ce prix est réduit à 0,68 ¢/kWh en 1975, à 0,75 ¢/kWh en 1976 et 0,8 ¢/kWh en 1977 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 1/3 % de la puissance souscrite depuis mai 1989 (133 % pour les années antérieures).

TARIF G	Régl.	#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	Avril 2005	Avril 2006	Avril 2007
<b>REDEVANCE</b>																
Redevance / mois	\$	9,51	10,20	10,86	11,19	11,28	11,31	11,31	11,31	11,49	11,67	12,03	12,18	12,33	12,33	12,33
<b>PRIX DE LA PUISSANCE</b>																
Pour l'excédent de xxx kW	kW	35	35	35	35	35	35	35	40	40	40	40	40	45	50	50
Prix	\$/kW	7,32	8,25	9,27	10,68	12,18	12,30	12,30	13,17	13,38	13,59	14,01	14,19	14,40	15,00	15,18
<b>ÉNERGIE</b>																
Première tranche	kWh	10 440	10 440	10 440	10 440	10 440	10 440	10 440	11 700	11 700	11 700	11 700	11 700	13 200	15 100	15 090
	¢/kWh	5,93	6,32	6,71	7,00	7,11	7,18	7,18	7,18	7,29	7,41	7,63	7,74	7,86	8,30	8,47
Deuxième tranche	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Troisième tranche	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Le reste de l'énergie	¢/kWh	3,65	3,95	4,24	3,85	3,58	3,62	3,62	3,62	3,68	3,74	3,85	3,90	3,96	4,20	4,31
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>																
Appel de puissance exceptionnel <sup>(2)</sup>	\$/kW	9,09	9,78	10,47	10,83	12,33	13,08	13,08	13,08	---	---	---	---	---	---	---

(1) Ce prix est réduit à 0,68 ¢/kWh en 1975, à 0,75 ¢/kWh en 1976 et 0,8 ¢/kWh en 1977 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 1/3 % de la puissance souscrite depuis mai 1989 (133 % pour les années antérieures).

**ANNEXE B**  
**HISTORIQUE DU TARIF M**



TARIF M	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.r 1984	#383 Mai 1985	#403 Mai 1986	#429 Mai 1987	#453 Mai 1988	# 480 Mai 1989
<b>Puissance</b>																
Prix de la puissance à facturer	\$/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	4,26	4,47
<b>ÉNERGIE</b>																
Premières heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)	h.	100	100	100	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	¢/kWh	2,25	2,45	2,70	2,80	3,30	3,50	3,75	4,30	4,60	4,85	4,98	5,25	5,49	5,65	5,83
Première tranche	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Deuxième tranche	kWh	15 000	15 000	15 000	45 000	66 000	81 000	87 000	87 000	87 000	78 000	78 000	78 000	78 000	78 000	78 000
	¢/kWh	1,10	1,20	1,30	1,30	1,55	1,90	2,15	2,60	2,80	2,97	3,04	3,21	3,36	3,50	3,65
Troisième tranche	kWh	35 000	35 000	35 000	480 000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	0,68	0,75	0,80	0,75	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quatrième tranche	kWh	800 000	800 000	800 000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	0,50	0,55	0,60	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Le reste de l'énergie	¢/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	2,42	2,52
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>																
Appel de puissance exceptionnel <sup>(1)</sup>	\$/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	8,73	9,09

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

<b>TARIF M</b>	<b>Règl.</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>Avril 2005</b>	<b>Avril 2006</b>	<b>Avril 2007</b>
<b>Puissance</b>															
<b>Prix de la puissance à facturer</b>	\$/kW	6,63	8,67	10,41	11,52	11,61	11,61	11,61	11,79	11,97	12,33	12,48	12,60	13,08	13,23
<b>ÉNERGIE</b>															
<b>Premières heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)</b>	h.	120	120	75	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	4,88	4,21	3,90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Première tranche</b>	kWh	---	---	---	240 000	240 000	240 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000
	¢/kWh	---	---	---	3,45	3,52	3,52	3,60	3,66	3,72	3,83	3,89	3,94	4,20	4,31
<b>Deuxième tranche</b>	kWh	78 000	78 000	150 000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	3,95	4,19	3,65	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Troisième tranche</b>	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Quatrième tranche</b>	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Le reste de l'énergie</b>	¢/kWh	2,55	2,48	2,41	2,44	2,38	2,38	2,34	2,38	2,42	2,49	2,53	2,56	2,74	2,81
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>															
<b>Appel de puissance exceptionnel <sup>(1)</sup></b>	\$/kW	9,78	10,47	10,83	11,97	12,36	12,36	12,36	12,57	12,78	13,17	13,35	13,50	14,01	14,16

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

**ANNEXE C**  
**HISTORIQUE DU TARIF G-9**



<b>TARIF G9</b>	<b>Règl.</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>#453</b>	<b>#480</b>
		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	Mai 1988	Mai 1989
<b>Puissance</b>	\$/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	2,61	2,73
<b>Énergie (toute)</b>								4,60	5,50	5,90	6,10	6,25	6,59	6,88	7,14	7,39
<b>Blocs d'heures d'utilisation de la puissance à facturer :</b>																
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									
<b>Montant mensuel minimal</b>	\$/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	9,12	9,51
polyphasée	\$								20,70	22,05	23,22	23,94	25,20	26,37	27,36	28,53

<b>TARIF G9</b>	<b>Règl.</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>					
		Mai 1990	Mai 1991	Mai 1992	Mai 1993	Mai 1994	Mai 1995	Mai 1996	Mai 1997	Mai 1998	Janv. 2004	Avril 2004	Avril 2005	Avril 2006	Avril 2007
<b>Puissance</b>	\$/kW	3,06	3,42	3,45	3,36	3,39	3,39	3,45	3,48	3,51	3,60	3,66	3,69	3,78	3,90
<b>Énergie</b>		7,78	8,20	8,20	7,22	7,30	7,30	7,42	7,54	7,67	7,91	8,01	8,11	8,37	8,74
<b>Blocs d'heures d'utilisation de la puissance à facturer :</b>															
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														
<b>Montant mensuel minimal</b>	\$/kWh														
monophasé	\$	10,20	10,86	11,19	11,28	11,31	11,31	11,31	11,49	11,67	12,03	12,18	12,33	12,33	12,33
polyphasée	\$	30,60	32,58	33,57	33,84	33,93	33,93	33,93	34,47	35,01	36,09	36,54	36,99	36,99	36,99



**ANNEXE D**  
**HISTORIQUE DU TARIF L**



TARIF L	Régl.	#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	#429 Mai 1987	#453 Mai 1988
<b>PUISSANCE</b>															
Première tranche	kW	5 000	5 000	5 000	15 000	30 000	30 000	30 000	Tout	Tout	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	4,11	4,26
Deuxième tranche	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	---	---	---	---	---	---	---
Troisième tranche	kW	10 000	10 000	10 000	Reste	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	\$/kW	3,45	3,80	4,20	3,84	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Reste de la puissance	\$/kW	3,25	3,60	4,00	3,84	4,71	4,92	5,10	---	---	---	---	---	---	---
<b>ÉNERGIE</b>															
Toute l'énergie	¢/kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Premières 120 heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)	¢/kWh	---	---	---	1,20	1,20	1,50	1,75	2,10	2,25	3,73	3,83	4,04	4,23	4,40
	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	2 400 000	2 400 000
Deuxième tranche	¢/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	2,33	2,42
	kWh	---	---	---	---	2 100 000	2 100 000	2 100 000	---	---	---	---	---	---	---
Troisième tranche	¢/kWh	---	---	---	---	0,85	1,20	1,45	---	---	---	---	---	---	
	kWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Le reste de l'énergie	¢/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	1,60	1,68
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>															
Appel de puissance exceptionnel	\$/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	(4) 13,56	(4) 14,04
CRÉDIT LIMITATION DE PUISSANCE <sup>(5)</sup>	\$/kW				0,24 à 1,05 0,24 à 1,05 0,24 à 1,05 0,24 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.

<b>TARIF L</b>	<b>#489 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>Avril 2005</b>	<b>Avril 2006</b>	<b>Avril 2007</b>
<b>PUISSANCE</b>															
<b>Première tranche</b>	Tout 4,47	Tout 6,63	Tout 8,67	Tout 10,23	Tout 10,35	Tout 10,47	Tout 10,59	Tout 10,65	Tout 10,80	Tout 10,95	Tout 11,28	Tout 11,40	Tout 11,52	Tout 11,85	Tout 11,97
<b>Deuxième tranche</b>	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Troisième tranche</b>	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Reste de la puissance</b>	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>ÉNERGIE</b>															
<b>Toute l'énergie</b>	---	---	---	2,21	2,25	2,27	2,31	2,34	2,38	2,42	2,49	2,53	2,56	2,74	2,81
<b>Premières 120 heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)</b>	4,57	3,64	2,86	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Deuxième tranche</b>	2 400 000 2,52	2 400 000 2,45	2 400 000 2,35	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Troisième tranche</b>	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Le reste de l'énergie</b>	1,77	1,93	2,10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>															
<b>Appel de puissance exceptionnel</b>	(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	(4) 20,25	(4) 20,79	(4) 20,97
<b>CRÉDIT LIMITATION DE PUISSANCE <sup>(5)</sup></b>															

(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.