

STRATÉGIE TARIFAIRE

Table des matières

1. CONTEXTE	5
2. AJUSTEMENT TARIFAIRE POUR L'ANNÉE 2013-2014	5
2.1. STRATÉGIE ET TARIFS PROPOSÉS	6
2.2. IMPACTS SUR LES INDICES D'INTERFINANCEMENT	9
2.3. IMPACTS POUR LA CLIENTÈLE	10
2.4. COMPARAISON DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ	14
2.5. POSITION CONCURRENTIELLE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX	16
3. CHANGEMENTS À L'OFFRE TARIFAIRE.....	18
3.1. OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES.....	18
3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis	20
3.1.2 Option d'électricité interruptible sans préavis	21
3.2. TARIFS À FORFAIT	23
3.3. SERVICE D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE	24
4. MODIFICATIONS AU TEXTE DES TARIFS.....	25
ANNEXE A	
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES POUR DIFFÉRENTS NIVEAUX DE	
CONSUMMATION	29
ANNEXE B	
DESCRIPTION DES TARIFS ET DES CLIENTÈLES	35

1. CONTEXTE

1 La présente demande concerne les tarifs et conditions du Distributeur¹. Elle comprend
2 l'ajustement tarifaire proposé pour l'année 2013-2014 (section 2) en conformité avec les
3 stratégies retenues par la Régie au cours des années précédentes. Par ailleurs, le
4 Distributeur propose trois changements à l'offre tarifaire (section 3), à savoir
5 l'introduction d'options d'électricité interruptible pour les réseaux autonomes répondant à
6 la préoccupation de la Régie, la modification du calibrage des tarifs à forfait afin de
7 l'harmoniser aux autres tarifs de petite puissance et le retrait du service d'éclairage
8 Sentinelle pour les clients dont les luminaires ne pourront plus être remplacés.

2. AJUSTEMENT TARIFAIRE POUR L'ANNÉE 2013-2014

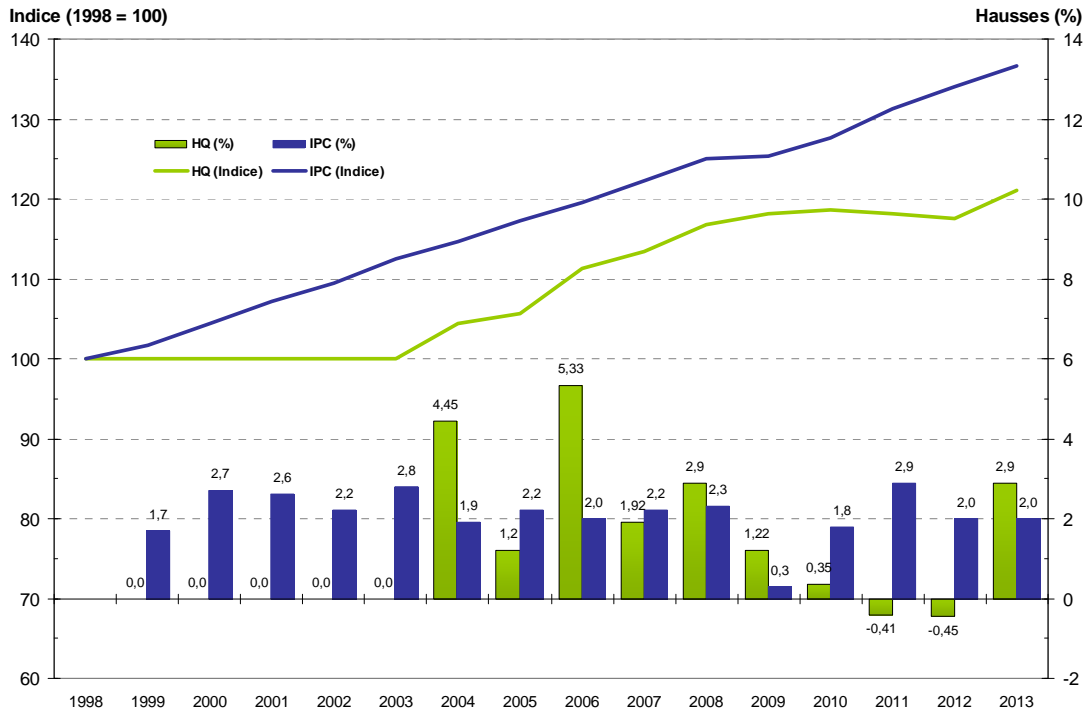
9 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation globale des tarifs de
10 2,9 % à compter du 1^{er} avril 2013, selon les prix proposés à la pièce HQD-12,
11 document 3². Comme par les années précédentes, le Distributeur propose que cette
12 hausse soit uniforme par catégorie de consommateurs. Cette hausse est modulée
13 différemment à l'intérieur de chacune des catégories en fonction de la stratégie
14 présentée à la section 2.1.

15 Les prix à la consommation et les tarifs du Distributeur sur la période 1998-2013,
16 incluant la hausse proposée, sont présentés à la figure 1.

¹ Les tarifs actuels apparaissent dans le document *Tarifs et conditions du Distributeur* en vigueur le 1^{er} avril 2012 tel qu'approuvé le 28 mars 2012 dans la décision D-2012-035 suite à la décision D-2012-024.

² Les prix ont été calculés selon la méthode expliquée à la section 5 de la pièce HQD-12, document 1 de la demande R-3677-2008.

FIGURE 1
ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION 1998-2013



2.1. Stratégie et tarifs proposés

1 Pour les tarifs domestiques, le Distributeur poursuit la stratégie d'amélioration du signal
 2 de prix amorcée en 2005 et reconduite depuis avec l'approbation de la Régie³. Les
 3 ajustements proposés au 1^{er} avril 2013 sont les suivants :

- 4 • Gel de la redevance ;
- 5 • Pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix
 6 de la 2^e tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{re} tranche ;
- 7 • Pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de
 8 l'énergie applicable en période de pointe en fonction du cas type ajusté à la
 9 normale climatique appliquée à l'année 2013 ;

³ D-2005-34, D-2006-34, D-2007-12, D-2008-024 et D-2009-16.

- 1 • Gel de la prime de puissance en hiver et augmentation de 0,63 \$/kW de la prime
2 de puissance en été.
- 3 Les tarifs D, DM et DT au 1^{er} avril 2013, incluant une hausse tarifaire de 2,9 % et tenant
4 compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 1.

TABLEAU 1
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2013 INCLUANT UNE HAUSSE DE 2,9 %

	Tarifs 2012	Tarifs 2013	Écart
Tarifs D et DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,32	5,44	2,3%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	7,51	7,83	4,3%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,26	1,89	50,0%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,30	4,41	2,6%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	20,39	21,46	5,2%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,26	1,89	50,0%

5 Pour les tarifs généraux, le Distributeur poursuit la réduction de la dégressivité des prix
6 de l'énergie aux tarifs G et M en conformité avec la décision D-2012-024⁴. Les
7 ajustements proposés au 1^{er} avril 2013 sont les suivants :

- 8 • Gel de la redevance au tarif G ;
- 9 • Hausse des primes de puissance inférieure à la hausse moyenne, mais
10 progression plus rapide au tarif G afin d'inciter les plus grands clients à migrer
11 vers les tarifs G-9 et M ;
- 12 • Hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne du prix
13 de la puissance des tarifs généraux ;

⁴ Page 163, paragraphe 641.

- 1 • Hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie aux tarifs G et M.
- 2 Par ailleurs, le Distributeur termine le rattrapage du tarif du service général d'éclairage
3 public⁵, actuellement de 9,00 ¢/kWh, afin qu'il rejoigne le prix moyen facturé aux clients
4 sans puissance du tarif G⁶.
- 5 Les tarifs G, M et L au 1^{er} avril 2013, incluant une hausse tarifaire de 2,9 % et tenant
6 compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 2.

TABLEAU 2
TARIFS GÉNÉRAUX PROPOSÉS POUR 2013 INCLUANT UNE HAUSSE DE 2,9 %

	Tarifs 2012	Tarifs 2013	Écart
Tarif G			
Redevance (\$/mois)	12,33	12,33	0,0%
Prime de puissance (\$/kW)	15,54	15,93	2,5%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	8,73	8,98	2,9%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	4,85	5,30	9,3%
Tarif M			
Prime de puissance (\$/kW)	13,44	13,71	2,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	4,41	4,52	2,5%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	3,19	3,42	7,2%
Tarif L			
Prime de puissance (\$/kW)	12,18	12,39	1,7%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	2,95	3,06	3,7%

- 7 À noter que l'objectif de réduction de la dégressivité des prix de l'énergie aux tarifs G
8 et M⁷ a été poursuivi dans un contexte où l'ajustement tarifaire moyen cumulé n'a été
9 que de 0,7 % depuis 2008. Ceci a limité la réduction de cette dégressivité par rapport à
10 l'objectif initial. L'évolution de cette situation pour la période 2008-2012 est illustrée au

⁵ Dans sa décision D-2012-024, la Régie autorise le rattrapage sur deux ans comme proposé par le Distributeur de manière à limiter l'impact tarifaire à 3 % au-delà de la hausse tarifaire moyenne du tarif G et prend acte de l'orientation du Distributeur d'appliquer la hausse tarifaire moyenne du tarif G une fois le rattrapage terminé.

⁶ Ce prix est de 9,15 ¢/kWh au 1^{er} avril 2012, ce qui représente un impact de 1,7 % à revenus constants, auquel s'ajoutera la hausse tarifaire moyenne du tarif G au 1^{er} avril 2013.

⁷ D-2008-024, page 96 et D-2009-016, page 94.

- 1 tableau 3. En 2012, aucun transfert de clients entre tarifs n'a été constaté en lien avec la
2 réduction de la dégressivité des prix de l'énergie.

TABLEAU 3
ÉVOLUTION DE LA RÉDUCTION DE LA DÉGRESSIVITÉ DES PRIX DE L'ÉNERGIE
AUX TARIFS G ET M DE 2008 À 2012

	2008	2009	2010	2011	2012	Tarifs 2013
Ajustements tarifaires Indice 2008 = 100	100,0	1,22%	0,35%	-0,41%	-0,45%	2,9% 103,7
Tarif G						
1 ^{re} tranche (¢/kWh)	8,72	8,82	8,82	8,78	8,73	8,98
2 ^e tranche (¢/kWh)	4,48	4,64	4,85	4,85	4,85	5,30
Rapport 2 ^e tr./1 ^{re} tr.	51%	53%	55%	55%	56%	59%
Tarif M						
1 ^{re} tranche (¢/kWh)	4,48	4,51	4,51	4,46	4,41	4,52
2 ^e tranche (¢/kWh)	2,93	3,12	3,19	3,19	3,19	3,42
Rapport 2 ^e tr./1 ^{re} tr.	65%	69%	71%	72%	72%	76%

2.2. Impacts sur les indices d'interfinancement

- 3 L'ajustement tarifaire uniforme sur l'ensemble des catégories de consommateurs n'a
4 pas d'impact sur les indices d'interfinancement de 2013 qui demeurent stables après la
5 hausse proposée comme le montre le tableau 4.

TABLEAU 4
IMPACT SUR LES INDICES D'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE UNIFORME

	Revenus requis 2013 (M\$)	Revenus prévus 2013 avant hausse (M\$)	Interfinancement avant hausse (%)	Revenus prévus 2013 après hausse (M\$)	Interfinancement après hausse (%)
Domestique	5 782	4 646	83	4 783	83
Petite puissance	984	1 159	122	1 194	122
Moyenne puissance	1 611	2 087	134	2 149	134
Grande puissance	1 563	1 749	115	1 801	115
Total - Tarifs réguliers	9 941	9 642	100	9 926	100
Contrats spéciaux	936	936	s.o.	936	s.o.
Total	10 876 ¹	10 578	s.o.	10 862 ²	s.o.

1) Après prise en compte des revenus autres que les ventes d'électricité.

2) Incluant la provision réglementaire de 92 M\$ provenant des mois de janvier à mars 2013

- 1 À titre illustratif et en conformité avec les décisions de la Régie⁸, les hausses
 2 différenciées reflétant la variation des coûts de service ainsi que les scénarios d'écart
 3 maximal sont présentés au tableau 5. Le détail des calculs des hausses différenciées
 4 est présenté à la pièce HQD-11, document 1, tableau 8B.

TABLEAU 5
IMPACT SUR LES INDICES D'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE DIFFÉRENCIÉE

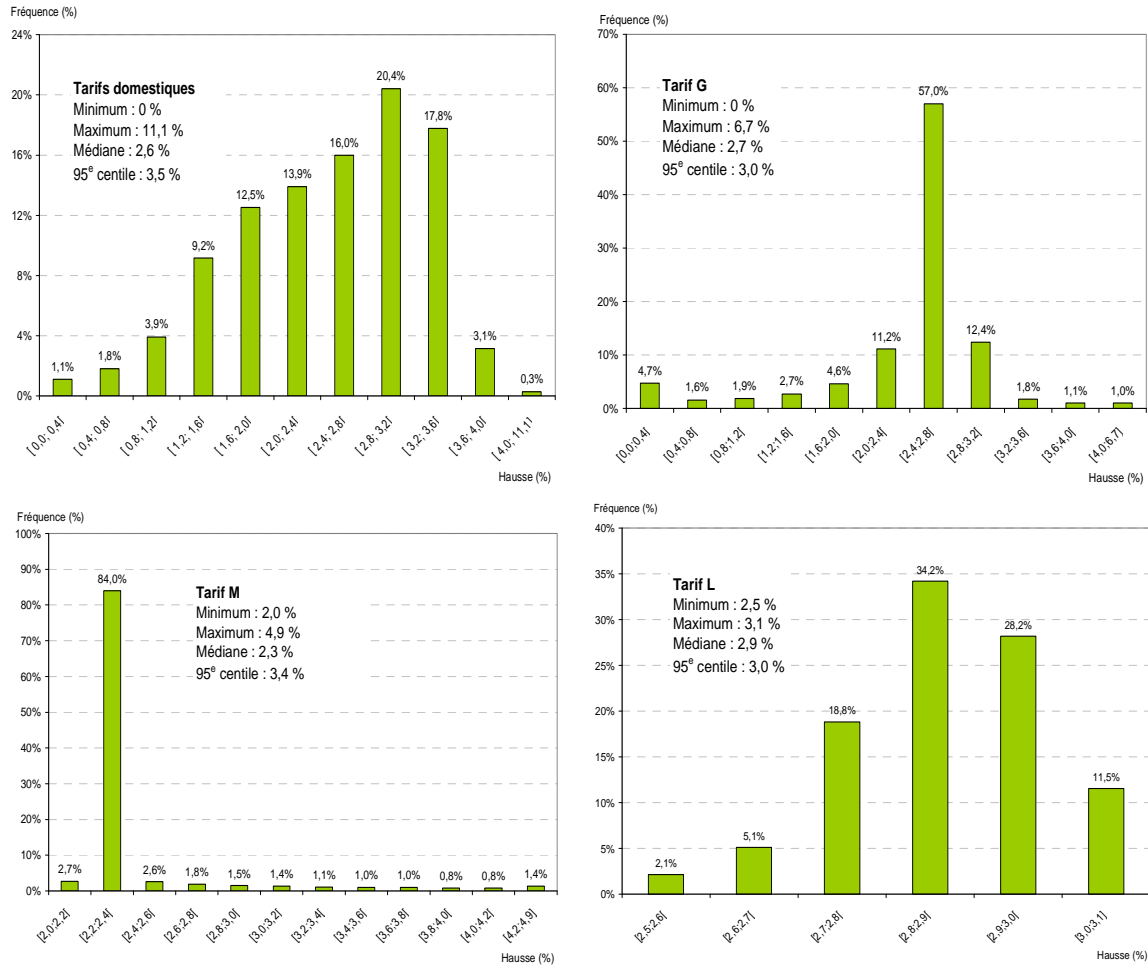
	Interfinancement avant hausse (%)	Variation des coûts		Scénario à 20%		Scénario à 30%		Scénario à 40%	
		Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)
Domestique	83	4,9%	84	3,5%	83	3,8%	84	4,1%	84
Petite puissance	122	1,9%	120	2,6%	121	2,4%	121	2,3%	121
Moyenne puissance	134	0,3%	130	2,1%	133	1,7%	132	1,3%	131
Grande puissance	115	1,7%	114	2,6%	115	2,4%	115	2,2%	114
Total - Tarifs réguliers	100	2,9%	100	2,9%	100	2,9%	100	2,9%	100

2.3. Impacts pour la clientèle

- 5 La distribution des impacts de la hausse tarifaire proposée pour la clientèle aux tarifs
 6 domestiques et généraux est présentée à la figure 2.

⁸ D-2007-12, page 94 et D-2009-016, page 100.

FIGURE 2
DISTRIBUTION DES IMPACTS DE LA HAUSSE DE 2,9 % POUR LA CLIENTÈLE



- 1 Les impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle d'électricité de la clientèle
- 2 domestique sont présentés au tableau 6 alors que les impacts sur la facture mensuelle
- 3 des clients généraux sont présentés au tableau 7. Des exemples de calcul de factures
- 4 pour différents niveaux de consommation pour les tarifs D, G, M et L sont présentés à
- 5 l'annexe A.

TABLEAU 6
IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	16 439	98,34	101,23	2,89	2,9%
Moyenne des clients D	16 462	99,73	102,70	2,96	3,0%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	17 849	107,40	110,64	3,24	3,0%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	12 824	79,64	81,87	2,24	2,8%
Moyenne des clients DM	101 779	610,60	624,92	14,32	2,3%
Moyenne des clients DT	23 524	106,42	109,23	2,81	2,6%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité située à Montréal					
Client à la 1 ^{re} tranche seulement	10 950	60,91	62,00	1,10	1,8%
Logement 5 ½	11 590	67,79	69,32	1,53	2,3%
Résidence unifamiliale					
111 m ² (1 195 pi ²)	20 494	121,46	125,17	3,72	3,1%
158 m ² (1 701 pi ²)	26 484	158,20	163,44	5,24	3,3%
207 m ² (2 228 pi ²)	32 054	192,98	199,70	6,72	3,5%
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062	293,17	304,16	10,99	3,7%
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	2 716,00	2 845,31	129,31	4,8%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	734,67	757,14	22,47	3,1%
Niveaux de consommation mensuelle					
625 kWh	7 500	45,44	46,19	0,75	1,7%
750 kWh	9 000	52,09	52,99	0,90	1,7%
1 000 kWh	12 000	67,58	68,98	1,40	2,1%
2 000 kWh	24 000	142,68	147,28	4,60	3,2%
3 000 kWh	36 000	217,78	225,58	7,80	3,6%
4 000 kWh	48 000	292,88	303,88	11,00	3,8%
5 000 kWh	60 000	367,98	382,18	14,20	3,9%

TABLEAU 7
IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE GÉNÉRALE

	Consommation mensuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients G	3 428	314	324	9	3,0%
Moyenne des clients G-9	24 334	2 951	3 033	82	2,8%
Moyenne des clients M	114 122	8 299	8 543	244	2,9%
Moyenne des clients L	13 166 932	618 583	636 793	18 210	2,9%
Niveaux de consommation					
Tarif G					
6 kW	750	78	80	2	2,4%
14 kW	2 000	187	192	5	2,7%
40 kW	10 000	885	910	25	2,8%
55 kW	20 000	1 646	1 707	62	3,8%
Tarif M					
100 kW	25 000	2 447	2 501	55	2,2%
500 kW	200 000	15 540	15 895	355	2,3%
1 000 kW	400 000	28 762	29 700	938	3,3%
2 000 kW	1 170 000	70 795	73 852	3 057	4,3%
Tarif L					
5 000 kW	2 340 000	124 550	128 060	3 510	2,8%
5 000 kW	3 060 000	145 790	150 092	4 302	3,0%
10 000 kW	5 760 000	265 119	272 967	7 848	3,0%
30 000 kW	17 520 000	802 437	826 245	23 808	3,0%
50 000 kW	23 400 000	1 166 295	1 199 595	33 300	2,9%
50 000 kW	30 600 000	1 378 695	1 419 915	41 220	3,0%
50 000 kW	32 750 000	1 442 120	1 485 705	43 585	3,0%

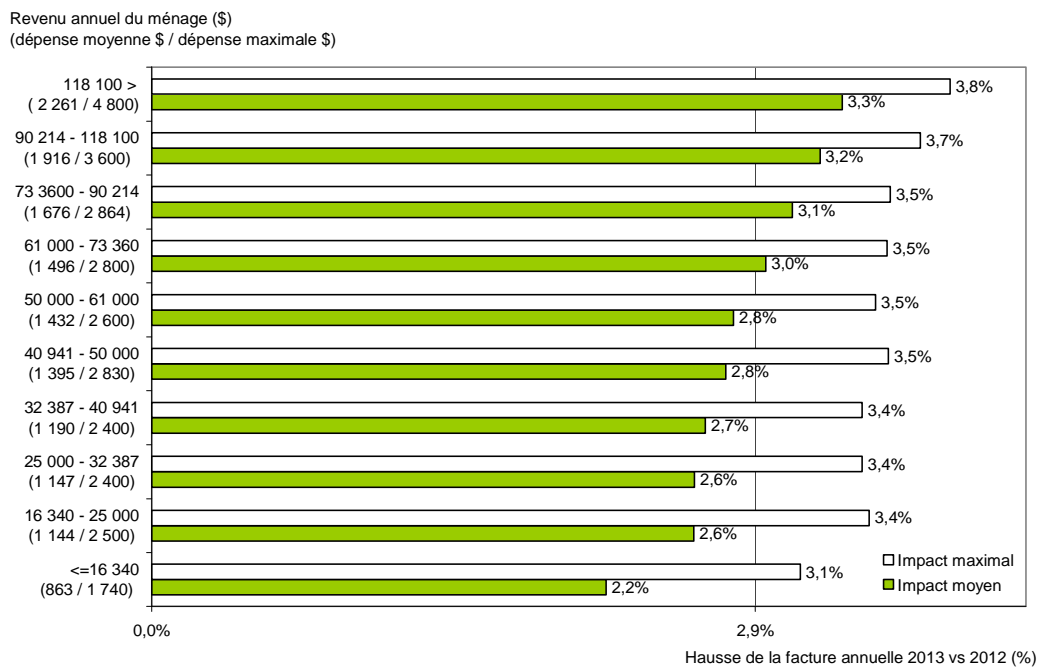
1 Comme par les années passées et étant donné que les ménages à faible revenu ne
2 sont pas spécifiquement identifiés parmi la clientèle du Distributeur, l'impact de la
3 hausse tarifaire pour cette clientèle est déduit à partir des données relatives à la
4 dépense moyenne pour l'électricité en fonction du revenu du ménage⁹. La dépense
5 annuelle pour l'électricité associée au 95^e centile des répondants est utilisée pour
6 évaluer l'impact maximal. Ainsi, l'impact de la hausse proposée est calculé pour chacun
7 des déciles de revenu annuel¹⁰.

⁹ Dernières données disponibles de Statistique Canada relatives aux dépenses des ménages (données de 2009).

¹⁰ Pour plus d'information sur la méthode utilisée pour calculer ces impacts, voir la pièce HQD-12, document 1 de la demande R-3677-2008, section 3.2.1.5.

1 Comme chaque année depuis 2006, l'exercice de cette année montre (figure 3) que la
 2 stratégie de hausser deux fois plus la 2^e tranche d'énergie que la première a moins
 3 d'impact pour les ménages dont le revenu annuel est moins élevé. Il faut toutefois
 4 nuancer ce constat avec le fait que certains ménages à faible revenu sont susceptibles
 5 de payer plus pour l'électricité dans chacun des déciles de revenu les plus faibles, ce
 6 que montre l'impact maximal.

FIGURE 3
DISPERSION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SELON LE DÉCILE DE REVENU



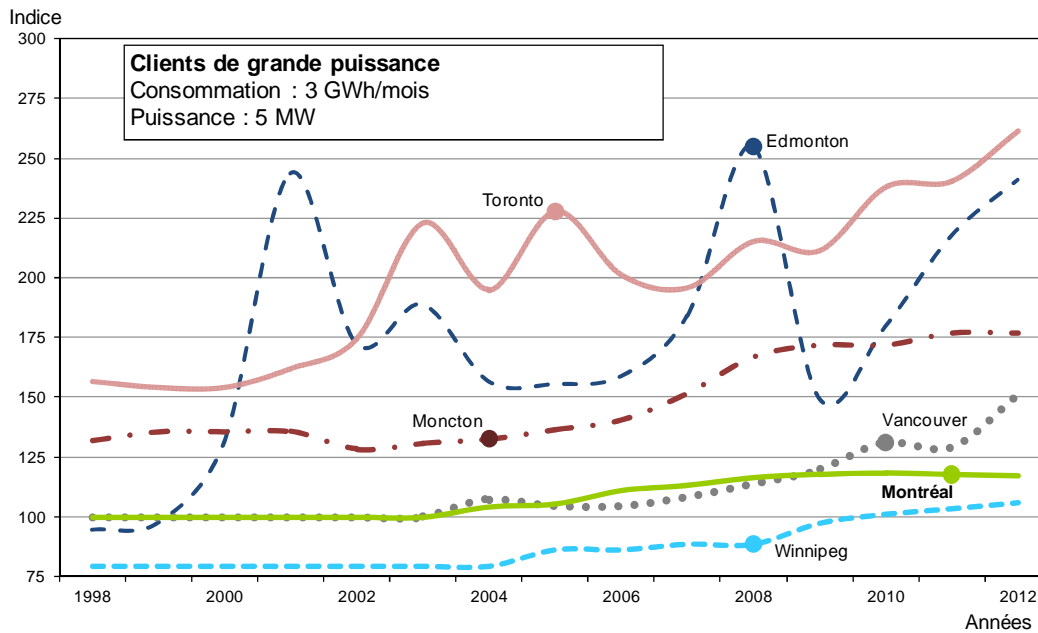
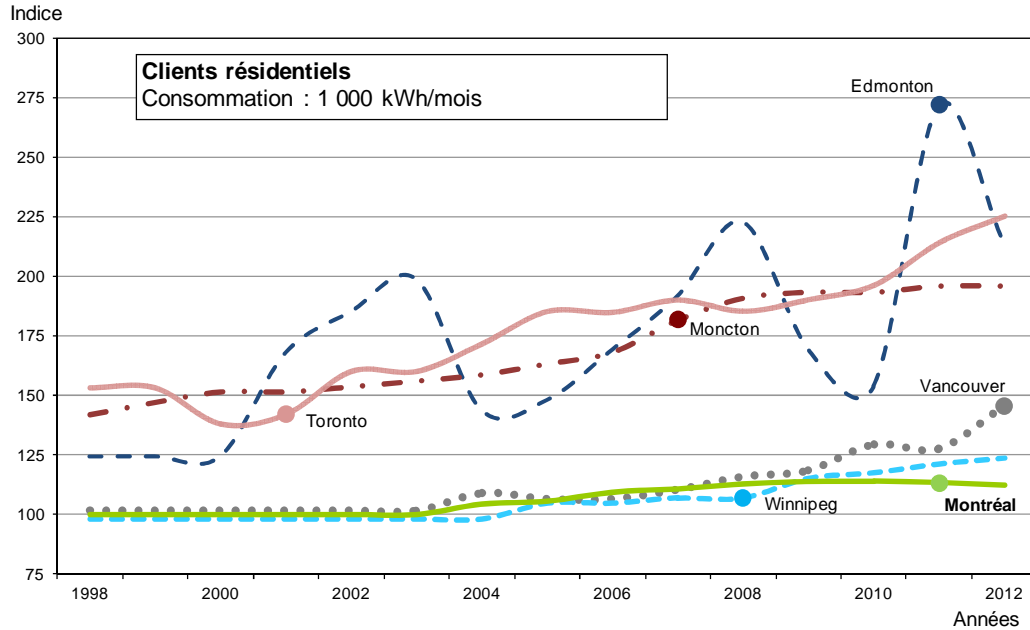
2.4. Comparaison des prix de l'électricité

7 L'évolution des indices des prix de l'électricité dans les grandes villes du Canada est
 8 mise en perspective à la figure 4¹¹. Deux cas sont illustrés : un client résidentiel avec
 9 une consommation de 1 000 kWh par mois et un client de grande puissance de

¹¹ Les données sont tirées de la publication de la *Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines*. La version au 1^{er} avril 2012 sera disponible sous peu en version électronique sur le site Web d'Hydro-Québec.

- 1 5 000 kW. Il en ressort que les Québécois ont accès à des prix de l'électricité parmi les
- 2 plus avantageux et que l'évolution de ces derniers est stable dans le temps.

FIGURE 4
ÉVOLUTION DES INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ 1998-2012
(ÉLECTRICITÉ 1998 = 100)



- 1 Les hausses tarifaires obtenues ou demandées par les distributeurs d'électricité au
- 2 Canada sont présentées au tableau 8.

**TABLEAU 8
HAUSSES TARIFAIRES DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA**

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
Hausses tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2011	-0,41 %	
	1 ^{er} avril 2012	-0,45 %	
BC Hydro (BC)	1 ^{er} mai 2011	8,00 %	Hausse intérimaire.
	1 ^{er} avril 2012	3,91 %	Hausse intérimaire.
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 ^{er} juin 2010	3,0 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 ^{er} avril 2011	64,0 % ⁽¹⁾	Hausse importante du prix de la fourniture.
	1 ^{er} avril 2012	-20,5 % ⁽¹⁾	Baisse importante du prix de la fourniture.
EPCOR Energy (AB)	1 ^{er} avril 2011	77,0 % ⁽¹⁾	Hausse importante du prix de la fourniture.
	1 ^{er} avril 2012	-21,3 % ⁽¹⁾	Baisse importante du prix de la fourniture.
Hydro Ottawa (ON)	1 ^{er} mai 2011	2,2 % ⁽²⁾	
	1 ^{er} mai 2012	4,8 % ⁽²⁾	
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} avril 2011	2,00 %	
	1 ^{er} avril 2012	2,00 %	Hausse intérimaire.
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} mars 2011	-14,0 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 ^{er} juillet 2011	7,0 %	
	1 ^{er} juillet 2012	6,6 %	
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} juillet 2011	7,7 %	
	1 ^{er} juillet 2012	6,6 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} janvier 2011	0,28 %	
	1 ^{er} janvier 2012	8,6 %	
SaskPower (SK)	1 ^{er} août 2010	4,5 %	
Toronto Hydro (ON)	1 ^{er} mai 2011	2,7 % ⁽²⁾	
	1 ^{er} mai 2012	4,4 % ⁽²⁾	
Hausses tarifaires demandées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2013	2,9 %	
BC Hydro (BC)	1 ^{er} avril 2013	1,44 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)			Aucune hausse tarifaire prévue jusqu'au 30 septembre 2013.
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} septembre 2012	2,5 %	
	1 ^{er} avril 2013	3,5 %	
Maritime Electric (PE)			Aucune hausse tarifaire prévue pour 2012 et 2013.
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} janvier 2013	3,0 %	
	1 ^{er} janvier 2014	3,0 %	
SaskPower (SK)	1 ^{er} janvier 2013	4,9 %	

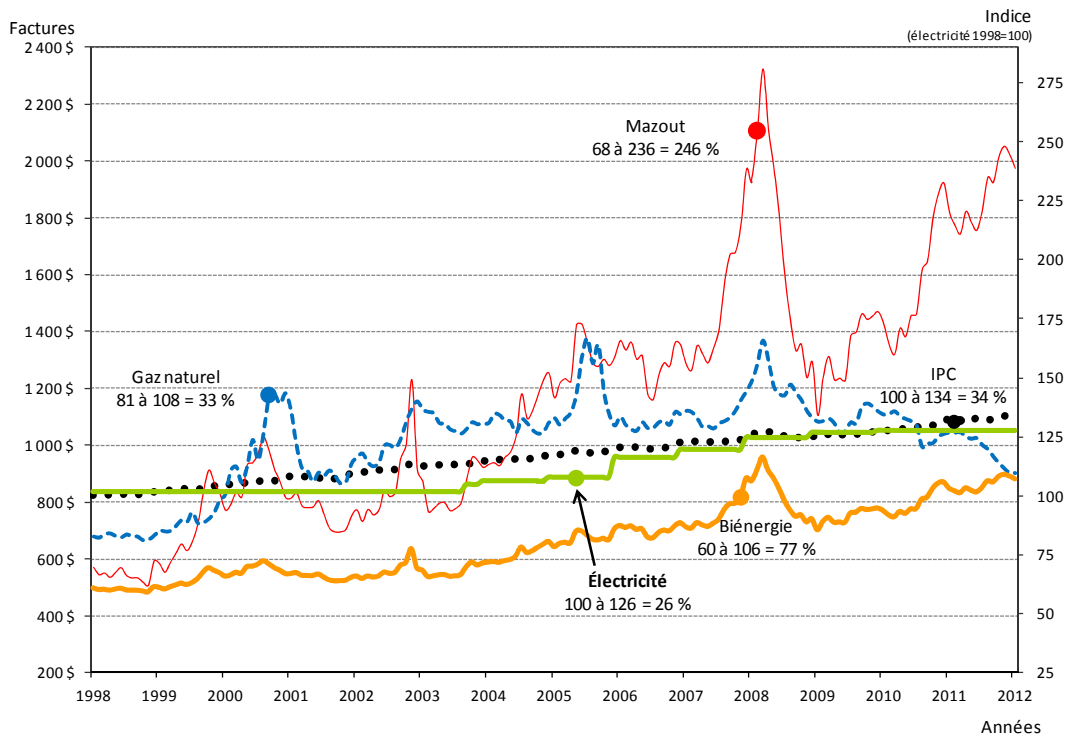
1) Impact sur la facture annuelle (client résidentiel de 1 000 kWh par mois).

2) Impact sur la facture annuelle (client résidentiel de 800 kWh par mois).

2.5. Position concurrentielle pour le chauffage des locaux

- 3 De 1998 à 2012, la facture de chauffage des locaux pour une maison unifamiliale
- 4 moyenne, chauffée à l'électricité, a crû de façon plus stable par rapport aux autres
- 5 sources d'énergie (figure 5) et à un rythme légèrement plus faible que l'inflation. La
- 6 facture de chauffage à la biénergie (appoint au mazout) s'est maintenue sous la barre
- 7 de l'électricité sur toute la période, mais a suivi, dans une moindre mesure, la variation
- 8 de la facture au mazout.

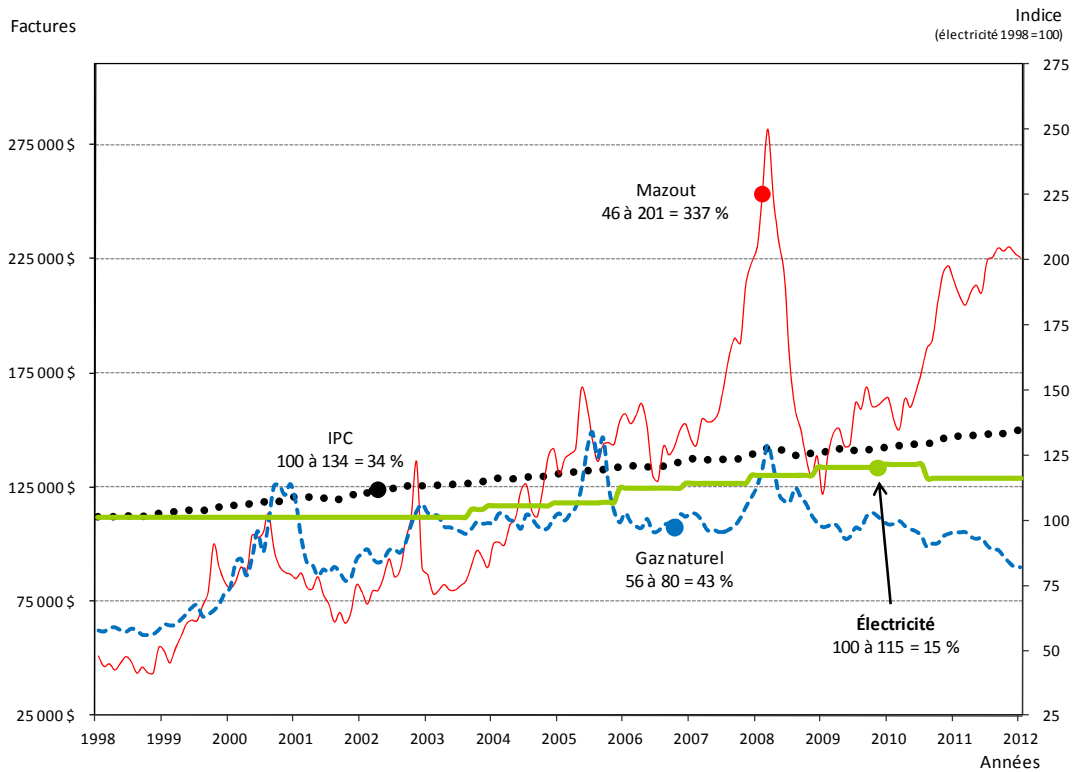
FIGURE 5
CROISSANCE DE LA FACTURE ANNUELLE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE SITUÉE À MONTRÉAL¹²



- 1 Dans le secteur commercial et institutionnel, la position concurrentielle de l'électricité par
- 2 rapport aux autres sources d'énergie (figure 6) est moins favorable qu'au secteur
- 3 résidentiel, ce qui s'explique notamment par la situation d'interfinancement qui prévaut
- 4 pour cette catégorie de consommateurs.

¹² Taux d'efficacité de 70 % des appareils de chauffage au mazout et au gaz naturel et de 75 % pour la biénergie.

FIGURE 6
CROISSANCE DE LA FACTURE ANNUELLE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
ÉDIFICE À BUREAUX SITUÉ À MONTRÉAL (1998-2012)¹³



3. CHANGEMENTS À L'OFFRE TARIFAIRE

3.1. Options d'électricité interruptible pour les réseaux autonomes

- 1 Dans sa décision D-2011-162 sur le Plan d'approvisionnement 2011-2020, la « [...] Régie
- 2 constate que des investissements importants sont prévus pour satisfaire, à court terme,
- 3 la demande croissante de certains réseaux autonomes¹⁴. » À cet égard, elle conclut
- 4 « [...] que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes,
- 5 les aspects de production, de tarification et d'efficacité¹⁵. »

¹³ Taux d'efficacité de 70 % des appareils de chauffage au mazout et au gaz naturel.

¹⁴ Page 102.

¹⁵ D-2011-162, page 103.

1 Les options d'électricité interruptible actuellement en vigueur au texte des Tarifs et
2 conditions du Distributeur¹⁶ ne répondent pas aux besoins du Distributeur dans les
3 réseaux autonomes, tant par le montant des crédits que par les modalités applicables.
4 C'est pourquoi le Distributeur a exploré l'avenue d'options mieux adaptées avec
5 l'interruption, partielle ou complète, de la charge des clients participants qui permettrait
6 le report d'investissements liés aux ajouts de capacités et ce, au moindre coût.

7 Bien que le Distributeur entende offrir des options d'électricité interruptible de façon
8 uniforme dans tous les réseaux autonomes, les analyses de faisabilité et de rentabilité,
9 de même que le calibrage des options proposées, ont été réalisés sur la base des
10 données de deux réseaux autonomes qui offrent actuellement un potentiel, à savoir le
11 réseau de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine ainsi que le réseau d'Opitciwan,
12 en Haute-Mauricie. D'une part, ces derniers sont confrontés à un déficit de puissance à
13 très court terme et, d'autre part, ils alimentent des clients dont la charge présente un
14 potentiel interruptible important.

15 Suite à l'évaluation des potentiels, le Distributeur demande à la Régie d'approuver deux
16 options d'électricité interruptible pour les clients aux tarifs généraux des réseaux
17 autonomes : l'une avec préavis d'interruption, l'autre sans préavis d'interruption. Les
18 options proposées comportent un engagement d'une durée initiale de deux ans afin de
19 donner au Distributeur le temps requis pour ajuster son offre en l'absence de
20 renouvellement de l'engagement du client. Afin d'assurer un appariement entre les
21 besoins de gestion de chaque réseau et l'offre d'interruption des clients, le Distributeur
22 fixera annuellement pour chaque réseau, chaque option et chaque client, les quantités
23 minimale et maximale de puissance interruptible dont il entend se prévaloir. Si le
24 Distributeur ne fixe pas de quantité pour un réseau, il est réputé ne pas avoir besoin
25 d'électricité interruptible pour ce réseau.

¹⁶ Les options d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne et de grande puissances sont présentées aux chapitres 4 (Section 8) et 6 (Section 2) des *Tarifs et conditions du Distributeur* en vigueur le 1^{er} avril 2012.

3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis

1 Le client à l'option avec préavis sera tenu de réduire sa charge, à la demande du
2 Distributeur, selon les modalités prévues. Le Distributeur a, pour l'instant, identifié un
3 client aux Îles-de-la-Madeleine qui dispose d'un potentiel d'effacement et dont les
4 caractéristiques ont servi à calibrer l'option avec préavis. Il s'agit d'un client industriel au
5 tarif M qui dispose de groupes électrogènes.

6 Les principales modalités de l'option avec préavis sont présentées au tableau 9. Les
7 modalités proposées au texte des Tarifs sont présentées à la section 4 du chapitre 7 de
8 la pièce HQD-12, document 4.

TABLEAU 9
MODALITÉS DE L'OPTION AVEC PRÉAVIS

Date d'adhésion	1 ^{er} octobre
Période d'application	Du 1 ^{er} novembre au 31 mars inclusivement
Délai du préavis	Minimum 2 heures
Nombre maximal d'interruptions par jour	2
Durée d'une interruption	Minimum 4 heures
Nombre total d'heures d'interruption	Maximum 100 heures

9 Les crédits ont été évalués en considérant les coûts associés au fonctionnement, au
10 maintien et à l'entretien d'un groupe électrogène de 500 kW. Le crédit variable, qui
11 s'applique uniquement pour les interruptions de service pour lesquelles un avis
12 d'interruption a été émis par le Distributeur, correspond à 38 ¢/kWh, soit le coût
13 d'utilisation du groupe électrogène au sud du 53^e parallèle. Au nord, ce crédit est de
14 57 ¢/kWh en raison des coûts additionnels de transporter le carburant vers ces
15 réseaux¹⁷. Ces crédits seront ajustés le 1^{er} octobre de chaque année afin de refléter
16 l'évolution du prix du combustible.

¹⁷ Aux fins de la comparaison, le Distributeur a assumé en 2011 un coût du diesel une fois et demie plus élevé pour le réseau d'Aupaluk que celui assumé pour le réseau de Cap-aux-Meules.

1 Le crédit fixe est établi à 6 \$/kW-mois. Il reflète les coûts associés au maintien d'un
2 groupe électrogène en état « prêt à fonctionner » pour la planification des activités
3 d'interruption.

4 Aucun crédit variable n'est accordé pour l'heure durant laquelle un défaut d'interruption
5 est constaté, c'est-à-dire lorsque la puissance interrompue n'atteint pas le seuil de 75 %
6 de la puissance interruptible convenue. De plus, dans ce cas, le Distributeur est autorisé
7 à procéder à une interruption de service afin de gérer l'approvisionnement sur son
8 réseau.

9 Un exemple du calcul du montant annuel des crédits versés est illustré au tableau 10.
10 Ainsi, pour le maximum de 100 heures d'interruption durant la période hivernale, soit de
11 novembre à mars, le montant total des crédits versés s'élèverait à 34 000 \$, soit
12 68 \$/kW.

TABLEAU 10
OPTION AVEC PRÉAVIS
EXEMPLE DU MONTANT ANNUEL DES CRÉDITS VERSÉS POUR 500 KW

Durée des interruptions	Crédit fixe	Crédit variable	Montant total des crédits
4 heures	6 \$/kW * 5 mois * 500 kW = 15 000 \$	38 ¢/kWh * 4h * 500 kW = 760 \$	15 760 \$
24 heures	6 \$/kW * 5 mois * 500 kW = 15 000 \$	38 ¢/kWh * 24h * 500 kW = 4 560 \$	19 560 \$
100 heures	6 \$/kW * 5 mois * 500 kW = 15 000 \$	38 ¢/kWh * 100h * 500 kW = 19 000 \$	34 000 \$

3.1.2 Option d'électricité interruptible sans préavis

13 L'offre d'une option sans préavis est mieux adaptée lorsque la charge d'un client est
14 suffisamment importante pour affecter la gestion du réseau. Cette option correspond au
15 délestage de charges du client participant qui, à tout moment, serait susceptible
16 d'encourir une coupure de service. Elle procurerait au Distributeur une marge de
17 manœuvre pour réalimenter de manière fiable et sécuritaire le service électrique de
18 l'ensemble du réseau. En cas de défaillance, suivie d'une panne générale, le

1 Distributeur procéderait d'abord à la réalimentation de la clientèle régulière, puis à celle
2 des clients participants. Dans le cas d'une défaillance majeure, le délestage pourrait se
3 prolonger jusqu'à un mois, soit le temps requis pour livrer et installer un groupe
4 électrogène de secours.

5 Un client potentiel a été identifié pour le réseau d'Opitciwan. Il s'agit d'un client industriel
6 au tarif M ayant une charge à la pointe d'environ 750 kW, ce qui représente environ le
7 quart de la charge totale du réseau. Étant donné l'importance relative de ce client,
8 l'interruption de sa charge permettrait au Distributeur de fournir la puissance nécessaire,
9 jusqu'en 2018, avec les équipements actuels.

10 Les principales modalités de l'option sans préavis sont présentées au tableau 11. Les
11 modalités proposées au texte des Tarifs sont présentées à la section 5 du chapitre 7 de
12 la pièce HQD-12, document 4.

TABLEAU 11
MODALITÉS DE L'OPTION SANS PRÉAVIS

Date d'adhésion	1 ^{er} octobre
Période d'application	Toute l'année
Nombre maximal d'interruptions par jour	Selon les besoins du Distributeur
Durée d'une interruption	Maximum de 30 jours consécutifs
Nombre total d'heures d'interruption	Selon les besoins du Distributeur

13 Le client participant aura droit à un crédit variable en fonction du nombre d'heures
14 d'interruption initiées par le Distributeur. Ce crédit variable est de 1,20 \$/kW pour
15 chaque heure d'interruption avec un maximum de 33,33 \$/kW par période de 7 jours
16 consécutifs d'interruption. Aucun crédit fixe n'est applicable à l'option sans préavis.

17 Le montant du crédit variable est basé sur l'évaluation des pertes qu'assumerait un
18 client lors d'un arrêt complet de production en raison d'une interruption sans préavis,
19 soit notamment les pertes de revenus, salaires d'opération et frais fixes assumés sur
20 une base horaire associés à une charge de 750 kW. Ces frais sont estimés à 900 \$ de
21 l'heure avec un maximum de près de 25 000 \$ par semaine pour un arrêt prolongé.

1 Un exemple du calcul du montant du crédit versé par interruption est illustré au tableau
2 12. Par ailleurs, pour 100 heures discontinues d'interruption durant une année, le client
3 recevrait un montant total de 90 000 \$, soit 120 \$/kW¹⁸.

TABLEAU 12
OPTION SANS PRÉAVIS
EXEMPLE DU MONTANT DU CRÉDIT VERSÉ POUR 750 kW

Durée d'une interruption	Crédit variable	Montant du crédit
1 heure	1,20 \$/kW * 1h * 750 kW	900 \$
24 heures	1,20 \$/kW * 24h * 750 kW	21 600 \$
28 heures	33,33 \$/kW * 750 kW	24 998 \$
168 heures (7 jours)	33,33 \$/kW * 750 kW	24 998 \$
192 heures (8 jours)	(33,33 \$/kW + 1,20 \$/kW * 24 h) * 750 kW	46 598 \$

3.2. Tarifs à forfait

4 Les tarifs à forfait (T-1, T-2 et T-3) s'appliquent à l'abonnement pour usage général
5 lorsque la consommation d'énergie n'est pas mesurée. Généralement, le Distributeur
6 préconise le mesurage de toutes les charges raccordées au réseau de distribution afin
7 de connaître avec précision la consommation du client de façon à appliquer le tarif
8 approprié. Toutefois, il est d'usage dans l'industrie de procéder par estimation de la
9 consommation dans certaines situations¹⁹. Les principaux usages sont les feux de
10 circulation, les blocs d'alimentation des systèmes de câblodiffusion, les cabines
11 téléphoniques et l'éclairage des enseignes.

12 Pour la période du 1^{er} mai 2011 au 30 avril 2012, le Distributeur comptait environ 30 000
13 abonnements aux tarifs à forfait, pour une puissance facturée totalisant 32 MW et des
14 revenus de 18 M\$. Présentement, ces clients paient moins pour une alimentation
15 électrique équivalente que les clients mesurés et facturés au tarif G puisque ces

¹⁸ Le montant annuel correspond à l'effacement d'un kilowatt fois 100 heures d'interruption multiplié par le crédit variable de 1,20 \$/kW-heure, sans application du plafond de 33,33 \$/kW par période de 7 jours.

¹⁹ Par exemple, lorsqu'il s'agit d'une très petite charge ou lorsque le coût des installations de mesurage est élevé par rapport à l'importance de la charge ou sa faible durée d'utilisation.

1 derniers paient une redevance par abonnement, contrairement aux clients des tarifs à
2 forfait pour qui son application serait prohibitive²⁰.

3 En lien avec la révision du service général d'éclairage public approuvée dans la décision
4 D-2012-024, le Distributeur propose de calibrer les tarifs à forfait sur le prix moyen
5 facturé aux clients sans puissance du tarif G²¹. Cette proposition permet de faire
6 assumer à la clientèle aux tarifs à forfait une part équitable des coûts de service à la
7 clientèle. L'impact tarifaire de cet ajustement serait de l'ordre de 4,8 %²². Il est proposé
8 d'étaler cette augmentation, à laquelle s'ajoute la hausse tarifaire proposée, sur une
9 période de deux ans de manière à limiter l'impact maximal à 3 % au-delà de la hausse
10 tarifaire moyenne du tarif G. Une fois ce rattrapage terminé, le Distributeur continuera
11 d'appliquer aux tarifs à forfait l'ajustement tarifaire moyen du tarif G autorisé par la
12 Régie.

3.3. Service d'éclairage Sentinelle

13 Lors de la fermeture du service d'éclairage Sentinelle aux nouveaux abonnements au
14 1^{er} avril 2007, le Distributeur mentionnait déjà que les quelques clients y adhérant
15 n'offraient pas une masse critique suffisamment importante pour justifier le maintien des
16 ressources commerciales, ne serait-ce que le maintien d'un stock de luminaires²³.

17 Le stock de luminaires de type Sentinelle est pratiquement épuisé compte tenu que ces
18 luminaires à vapeur de mercure ne sont plus fabriqués pour des raisons
19 environnementales. Par conséquent, le Distributeur propose de mettre fin au 1^{er} avril
20 2013 au service d'éclairage Sentinelle pour les clients dont le luminaire devra être
21 remplacé. Cette mesure permettra le maintien de l'offre de service tout en assurant
22 l'effritement progressif du parc de luminaires Sentinelle. Au moment du remplacement,
23 les clients devront assumer l'acquisition et l'entretien de leurs propres luminaires.

²⁰ Par exemple, une cabine téléphonique de 400 W consomme environ 170 kWh par mois. Advenant l'application de la redevance de 12,33 \$, le coût unitaire s'élèverait à 16 ¢/kWh.

²¹ Les tarifs hebdomadaire T-2 et quotidien T-1 continueront d'être dérivés du tarif mensuel T-3.

²² Le prix moyen facturé aux clients sans puissance du tarif G est de 9,15 ¢/kWh au 1^{er} avril 2012. Compte tenu du facteur d'utilisation de 60 % implicite au calibrage du tarif T-3, le tarif s'élèverait à 39,57 \$/kW, soit un impact de 4,8 % à revenus constants.

²³ R-3610-2006, HQD-12, document 1, page 89.

1 L'électricité sera alors livrée en vertu d'un abonnement au tarif à forfait. Le Distributeur
2 entend mettre en œuvre un plan de communication pour informer la clientèle.

3 Enfin, d'ici à ce qu'il n'y ait plus de clients au service d'éclairage Sentinelle, le
4 Distributeur poursuivra les ajustements de ces tarifs en fonction de l'ajustement tarifaire
5 moyen du tarif G.

4. MODIFICATIONS AU TEXTE DES TARIFS

6 Les modifications proposées au texte des Tarifs incluent l'introduction de nouvelles
7 modalités associées aux changements à l'offre tarifaire ou visant à préciser l'application
8 des tarifs actuels, et l'harmonisation de la formulation des modalités actuelles. Ces
9 modifications ainsi que leur justification sont détaillées à la pièce HQD-12, document 4
10 et à la pièce HQD-12, document 5 pour la version anglaise. Il faut noter que par souci
11 d'efficacité, les prix des tarifs ne sont pas modifiés conformément à la grille produite à la
12 pièce HQD-12, document 3. Ils ne le seront qu'à la suite de la décision de la Régie dans
13 ce dossier.

14 Pour cette année, les principaux changements proposés sont les suivants :

- 15 • Ajout de l'article *Installation des indicateurs de maximum* au chapitre 2 pour
16 harmoniser la pratique aux tarifs domestiques avec celle au tarif G selon
17 laquelle des indicateurs de maximum sont installés lorsque la puissance
18 maximale appelée est susceptible de dépasser 50 kilowatts (nouvel article 2.3).
- 19 • Ajout d'un alinéa précisant que le client conserve son historique de
20 consommation des 12 dernières périodes mensuelles lors d'un passage entre
21 les tarifs domestiques et généraux (articles 2.8, 2.20 et 2.31) et précision de
22 cette règle aux tarifs G, M et G-9 (articles 3.4, 4.4 et 4.13).
- 23 • Élimination de la disposition précisant l'admissibilité au tarif DM des bâtiments
24 en construction au moment de sa fermeture au 1^{er} avril 2008 et modification de
25 la date d'admissibilité au 31 mai 2009 afin de tenir compte du dernier
26 abonnement admis au tarif DM en vertu de cette disposition (articles 2.16, 2.17,
27 2.29 et 2.34).

- 1 • Modification afin de référer dorénavant à l'appel de puissance du client plutôt
2 qu'à l'absence de mesurage de la puissance pour établir l'admissibilité à l'option
3 de mesurage net (articles 2.39 et 3.8).
- 4 • Ajout du terme « heure » afin de refléter la pratique qui permet au client de
5 grande puissance de modifier sa puissance souscrite en cours de journée plutôt
6 qu'à 0h00 à la date visée (articles 4.5, 5.6, 5.7 et 10.10).
- 7 • Modifications des libellés des deux options de rodage pour la clientèle de
8 moyenne puissance ainsi que de l'option d'essais d'équipements pour la
9 clientèle de grande puissance afin d'uniformiser les demandes d'information
10 avec celles du rodage au tarif L (sections 6 et 7 du chapitre 4 et section 5 du
11 chapitre 5).
- 12 • Ajout d'alinéas afin de clarifier la portée d'une modification rétroactive de
13 puissance souscrite, qui peut être effectuée pour un nouvel abonnement au
14 tarif L, une seule fois, au cours des 14 premières périodes de consommation,
15 par rapport à d'autres modifications de la puissance souscrite qui auraient été
16 faites antérieurement en vertu des articles 5.6 et 5.7 (article 5.9).
- 17 • Abrogation de l'article 5.28 qui concerne l'abonnement au tarif LD assujetti aux
18 tarifs L et H au 30 avril 1993, car le seul client admissible est maintenant facturé
19 uniquement au tarif L.
- 20 • Ajout d'un alinéa à l'option d'essais d'équipements indiquant que le client est
21 tenu de confirmer, à la fin de la période de consommation, les heures réelles
22 durant lesquelles a eu lieu son essai d'équipement de façon à assurer que sa
23 facture reflète bien la situation réelle (article 5.36).
- 24 • Introduction des modalités associées aux options d'électricité interruptible en
25 réseaux autonomes comme proposé à la section 3.1 (nouvelles sections 4 et 5
26 du chapitre 7).
- 27 • Modification pour préciser le tarif applicable lorsqu'un autre usage que les
28 signaux lumineux est raccordé au circuit d'éclairage public (article 9.3).

- 1 • Retrait de la disposition du service complet d'éclairage public relative au
2 supplément mensuel pour des poteaux en béton ou en métal puisqu'il ne
3 s'applique à aucun client et que, tel qu'indiqué au premier alinéa du même
4 article, toute installation différente est déjà assujettie à l'imputation de frais
5 exceptionnels (article 9.11).
- 6 • Modification pour indiquer que le service d'éclairage Sentinelle ne sera plus
7 offert aux clients dont le luminaire doit être remplacé (article 9.13).
- 8 • Ajout de l'article *Interventions à prix forfaitaire* au chapitre 12 comme proposé à
9 la pièce HQD-11, document 2 (nouvel article 12.9).

ANNEXE A

EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES POUR DIFFÉRENTS NIVEAUX DE CONSOMMATION

TABLEAU A-1 – IMPACT MENSUEL POUR DIFFÉRENTS NIVEAUX DE CONSOMMATION - TARIF D								
kWh		625	750	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2012)								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 ^e tranche	\$	33,25	39,90	47,88	47,88	47,88	47,88	47,88
2 ^e tranche	\$	-	-	7,51	82,61	157,71	232,81	307,91
Total	\$	45,44	52,09	67,58	142,68	217,78	292,88	367,98
	¢/kWh	7,27	6,95	6,76	7,13	7,26	7,32	7,36
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2013)								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 ^e tranche	\$	34,00	40,80	48,96	48,96	48,96	48,96	48,96
2 ^e tranche	\$	-	-	7,83	86,13	164,43	242,73	321,03
Total	\$	46,19	52,99	68,98	147,28	225,58	303,88	382,18
	¢/kWh	7,39	7,07	6,90	7,36	7,52	7,60	7,64
Écart								
	\$	0,75	0,90	1,40	4,60	7,80	11,00	14,20
	%	1,7%	1,7%	2,1%	3,2%	3,6%	3,8%	3,9%

TABLEAU A-2 – IMPACT MENSUEL POUR DIFFÉRENTS NIVEAUX DE CONSOMMATION - TARIF G					
	kW	6	14	40	55
	kWh	750	2 000	10 000	20 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2012)					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	65	175	873	1 317
2 ^e tranche	\$	-	-	-	238
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	78
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	78
Total	\$	78	187	885	1 646
	¢/kWh	10,37	9,35	8,85	8,23
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2013)					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	67	180	898	1 355
2 ^e tranche	\$	-	-	-	260
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	80
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	80
Total	\$	80	192	910	1 707
	¢/kWh	10,62	9,60	9,10	8,54
Écart					
	\$	2	5	25	62
	%	2,4%	2,7%	2,8%	3,8%

TABLEAU A-3 – IMPACT MENSUEL POUR DIFFÉRENTS NIVEAUX DE CONSOMMATION - TARIF M					
	kW	100	500	1 000	2 500
	kWh	25 000	200 000	400 000	1 170 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2012)					
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	1 103	8 820	9 261	9 261
2 ^e tranche	\$	-	-	6 061	30 624
Puissance					
Prime	\$	1 344	6 720	13 440	33 600
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	(2 288)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	(403)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>1 344</i>	<i>6 720</i>	<i>13 440</i>	<i>30 910</i>
Total	\$	2 447	15 540	28 762	70 795
	¢/kWh	9,79	7,77	7,19	6,05
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2013)					
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	1 130	9 040	9 492	9 492
2 ^e tranche	\$	-	-	6 498	32 832
Puissance					
Prime	\$	1 371	6 855	13 710	34 275
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	(2 333)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	(415)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>1 371</i>	<i>6 855</i>	<i>13 710</i>	<i>31 528</i>
Total	\$	2 501	15 895	29 700	73 852
	¢/kWh	10,00	7,95	7,43	6,31
Écart					
	\$	55	355	938	3 057
	%	2,2%	2,3%	3,3%	4,3%

TABLEAU A-4 – IMPACT MENSUEL POUR DIFFÉRENTS NIVEAUX DE CONSOMMATION - TARIF L								
	kW	5 000	5 000	10 000	30 000	50 000	50 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 520 000	23 400 000	30 600 000	32 750 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2012)								
Énergie	\$	69 030	90 270	169 920	516 840	690 300	902 700	966 125
Puissance								
Prime	\$	60 900	60 900	121 800	365 400	609 000	609 000	609 000
Crédits								
25 kV	\$	(4 575)	(4 575)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(24 990)	(74 970)	(124 950)	(124 950)	(124 950)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(806)	(806)	(1 611)	(4 833)	(8 055)	(8 055)	(8 055)
Sous-total	\$	55 520	55 520	95 199	285 597	475 995	475 995	475 995
Total	\$	124 550	145 790	265 119	802 437	1 166 295	1 378 695	1 442 120
	¢/kWh	5,32	4,76	4,60	4,58	4,98	4,51	4,40
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2013)								
Énergie	\$	71 604	93 636	176 256	536 112	716 040	936 360	1 002 150
Puissance								
Prime	\$	61 950	61 950	123 900	371 700	619 500	619 500	619 500
Crédits								
25 kV	\$	(4 665)	(4 665)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(25 530)	(76 590)	(127 650)	(127 650)	(127 650)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(830)	(830)	(1 659)	(4 977)	(8 295)	(8 295)	(8 295)
Sous-total	\$	56 456	56 456	96 711	290 133	483 555	483 555	483 555
Total	\$	128 060	150 092	272 967	826 245	1 199 595	1 419 915	1 485 705
	¢/kWh	5,47	4,90	4,74	4,72	5,13	4,64	4,54
Écart								
	\$	3 510	4 302	7 848	23 808	33 300	41 220	43 585
	%	2,8%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	3,0%	3,0%

ANNEXE B

DESCRIPTION DES TARIFS ET DES CLIENTÈLES

1 Les revenus générés par composantes tarifaires et une description de la clientèle sont
 2 présentés aux tableaux B-1 à B-4. Ce sont les plus récentes données de facturation de
 3 chaque client ayant au moins une année d'historique (365 jours) pour la période allant du
 4 1^{er} mai 2011 au 30 avril 2012. Elles constituent les données de référence utilisées aux
 5 fins des analyses tarifaires.

**TABLEAU B-1
REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES – 2011-2012**

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif D		
Redevance (¢/jour)	40,64	470
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,32	1 458
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	7,51	1 863
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	3,2
Prime de puissance - Été (\$/kW)	1,26	1,0
Total		3 795
Tarif DM		
Redevance (¢/jour)	40,64	25
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,32	78
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	7,51	33
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,7
Prime de puissance - Été (\$/kW)	1,26	0,1
Total		137
Tarif DT		
Redevance (¢/jour)	40,64	18
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,30	115
Énergie - Pointe (¢/kWh)	20,39	16
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,5
Prime de puissance - Été (\$/kW)	1,26	0,2
Total		150

TABLEAU B-2
REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS GÉNÉRAUX – 2011-2012

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif G		
Redevance ¹ (\$/mois)	12,33	36
Énergie - 15 090 premiers kWh (¢/kWh)	8,73	794
Reste de l'énergie (¢/kWh)	4,85	31
Prime de puissance ² (> 50 kW) (\$/kW)	15,54	32
Total		894
Tarif M		
Énergie - 210 000 premiers kWh (¢/kWh)	4,41	831
Reste de l'énergie (¢/kWh)	3,19	284
Prime de puissance ² (\$/kW)	13,44	903
Total		2 019
Tarif L		
Énergie (¢/kWh)	2,95	1 106
Prime de puissance ² (\$/kW)	12,18	652
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	7,11	1
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	21,33	3
Total		1 761

1) Incluant les clients facturés au montant minimal.

2) Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

TABLEAU B-3
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS DOMESTIQUES – 2011-2012

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif D			
Clientèle résidentielle			
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 282 458	40 382	2 914
Sans puissance facturée	2 280 944	39 961	2 881
Avec puissance facturée	1 514	421	34
<i>Autres types de chauffage</i>	849 499	10 386	772
Sans puissance facturée	848 942	10 232	760
Avec puissance facturée	557	154	12
<i>Total clientèle résidentielle</i>	3 131 957	50 768	3 687
Clientèle agricole			
Sans puissance facturée	36 006	1 117	83
Avec puissance facturée	1 461	324	25
<i>Total clientèle agricole</i>	37 467	1 441	108
Total - Tarif D			
Sans puissance facturée	3 165 892	51 310	3 723
Avec puissance facturée	3 532	899	71
<i>Total clientèle domestique au tarif D</i>	3 169 424	52 209	3 795
Tarif DM			
Clientèle résidentielle			
<i>Chauffage tout électrique</i>	13 671	1 566	112
Sans puissance facturée	12 722	1 079	77
Avec puissance facturée	949	487	35
<i>Autres types de chauffage</i>	4 676	302	22
Sans puissance facturée	4 572	240	18
Avec puissance facturée	104	62	4
<i>Total clientèle résidentielle</i>	18 347	1 869	134
Clientèle agricole			
Sans puissance facturée	240	15	1
Avec puissance facturée	55	16	1
<i>Total clientèle agricole</i>	295	32	2
Total - Tarif DM			
Sans puissance facturée	17 534	1 334	96
Avec puissance facturée	1 108	566	41
<i>Total clientèle domestique au tarif DM</i>	18 642	1 901	137
Tarif DT	117 488	2 764	150

TABLEAU B-4
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS GÉNÉRAUX – 2011-2012

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif G			
Agricole	1 517	43	4
Dont la puissance est facturée	63	10	1
Commercial	198 301	8 083	738
Dont la puissance est facturée	11 620	2 022	184
Industriel	12 527	622	59
Dont la puissance est facturée	1 452	224	23
Institutionnel	19 644	945	87
Dont la puissance est facturée	2 498	393	36
Résidentiel	1 809	58	5
Dont la puissance est facturée	87	13	1
Total	233 798	9 750	894
Dont la puissance est facturée	15 720	2 662	245
% avec puissance facturée	7%	27%	27%
Tarif M			
Agricole	117	109	8
Commercial	13 126	14 656	1 067
Industriel	3 478	8 034	583
Institutionnel	3 175	4 818	351
Résidentiel	97	143	10
Total	19 993	27 760	2 019
Tarif L			
Commercial	49	2 282	118
Industriel	141	29 404	1 347
Institutionnel	28	1 509	81
Réseaux municipaux	16	4 291	215
Total	234	37 486	1 761