

## **STRATÉGIE TARIFAIRE**



---

**Table des matières**

<b>1. AJUSTEMENT TARIFAIRE POUR L'ANNÉE 2014-2015 .....</b>	<b>5</b>
1.1. MODIFICATIONS DE LA <i>LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE</i> .....	5
1.2. RÉÉQUILIBRAGE DES TARIFS GÉNÉRAUX .....	6
1.3. STRATÉGIE TARIFAIRE ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE.....	11
<b>2. CHANGEMENTS À L'OFFRE TARIFAIRE .....</b>	<b>18</b>
2.1. NOUVEAU TARIF LG .....	18
2.2. ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LES CLIENTS DE MOYENNE PUISSANCE .....	20
2.3. MESURES VISANT LES EXPLOITATIONS AGRICOLES .....	22
2.4. MISE À JOUR DE LA TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53 <sup>E</sup> PARALLÈLE .....	24
2.5. SERVICE COMPLET D'ÉCLAIRAGE PUBLIC .....	27
<b>3. MODIFICATIONS AU TEXTE DES <i>TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR</i>.....</b>	<b>28</b>
3.1. TARIF L RÉSERVÉ À L'ACTIVITÉ INDUSTRIELLE .....	29
3.2. AUTRES TARIFS ET OPTIONS DE GRANDE PUISSANCE .....	30
3.3. FACTURATION POUR MAUVAIS FACTEUR DE PUISSANCE AUX TARIFS L ET LG.....	31
3.4. ÉLARGISSEMENT DU DOMAINE D'APPLICATION DU TARIF G-9 .....	32
3.5. PROCÉDURE DE TRANSFERT PROACTIF VISANT LES PLUS GRANDS CLIENTS AU TARIF G .....	32
3.6. AUTRES MODIFICATIONS .....	33
<b>ANNEXE.....</b>	<b>35</b>



## **1. AJUSTEMENT TARIFAIRE POUR L'ANNÉE 2014-2015**

1 La présente demande vise les tarifs et conditions du Distributeur<sup>1</sup>. Les ajustements  
2 tarifaires proposés pour l'année 2014-2015 tiennent compte des modifications à la *Loi*  
3 *sur la Régie de l'énergie* (« LRÉ »)<sup>2</sup>, d'une proposition de rééquilibrage des tarifs  
4 généraux (G, M et LG) et des stratégies retenues par la Régie de l'énergie (la « Régie »)  
5 au cours des années précédentes.

6 Afin de refléter les modifications à la LRÉ concernant le coût de fourniture de l'électricité  
7 patrimoniale, le Distributeur introduit le tarif LG. Il propose également l'élargissement de  
8 l'option d'électricité additionnelle à la clientèle de moyenne puissance, la mise en place  
9 de mesures visant les exploitations agricoles, la mise à jour de la tarification applicable  
10 au nord du 53<sup>e</sup> parallèle telle que demandée par la Régie et finalement, l'introduction au  
11 service complet d'éclairage public d'un tarif applicable à un nouveau luminaire à diodes  
12 électroluminescentes.

13 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver un ajustement des tarifs à compter du  
14 1<sup>er</sup> avril 2014, selon les prix proposés à la pièce HQD-13, document 3<sup>3</sup>.

### **1.1. Modifications de la *Loi sur la Régie de l'énergie***

15 En vertu de la LRÉ, le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé  
16 annuellement à compter de 2014 au rythme de l'indice des prix à la consommation du  
17 Québec. Cette indexation est assumée par l'ensemble des clients à l'exception de ceux  
18 au tarif L, dorénavant réservé à l'abonnement de grande puissance lié principalement à  
19 une activité industrielle, et aux contrats spéciaux<sup>4</sup>. Ces changements se traduisent par

---

<sup>1</sup> Les tarifs actuels apparaissent dans le document *Tarifs et conditions du Distributeur* en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2013 tel qu'approuvé le 22 mars 2013 dans la décision D-2013-043 à la suite de la décision D-2013-037.

<sup>2</sup> La LRÉ a été modifiée par la *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette* (la « Loi sur le budget du 30 mars 2010 »), adoptée le 11 juin 2010, et la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012* (la « Loi sur le budget du 20 novembre 2012 »), adoptée le 14 juin 2013.

<sup>3</sup> Les prix sont calculés selon la méthode expliquée à la section 5.2 de la pièce HQD-12, document 1 du dossier R-3677-2008.

<sup>4</sup> Les modifications à la méthode de répartition du coût du Distributeur résultant de l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale sont présentées à la pièce HQD-11, document 2.

1 des hausses différenciées<sup>5</sup> et amènent également l'introduction du nouveau tarif LG  
2 applicable à la clientèle de grande puissance non admissible au tarif L.

3 Sans l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, la hausse tarifaire est de 2,6 % et  
4 permet au Distributeur de récupérer 258 M\$ auprès de l'ensemble de sa clientèle. Pour  
5 l'année 2014, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale s'élève à 1,6 % et  
6 représente 71 M\$<sup>6</sup>. Ce montant, récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle à  
7 l'exception de la clientèle au tarif L et aux contrats spéciaux, représente une hausse  
8 tarifaire supplémentaire de 0,8 %<sup>7</sup>, ce qui porte la hausse pour cette clientèle à 3,4 %  
9 (2,6 % + 0,8 %). Quant à la clientèle au tarif L, elle se voit attribuer une hausse de  
10 2,6 %, soit celle sans l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.

## **1.2. Rééquilibrage des tarifs généraux**

11 Dans sa décision D-2011-028<sup>8</sup>, la Régie réitérait l'importance pour le Distributeur de  
12 procéder à la réforme des tarifs généraux, mais aussi de tenir compte des contextes et  
13 évènements qui surviennent et qui peuvent en accroître les impacts défavorables auprès  
14 de certaines clientèles. Outre l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale à compter  
15 de 2014, le contexte économique et énergétique très différent de celui qui prévalait lors  
16 de l'étude de la réforme par la Régie en 2006 et 2007 et l'avantage concurrentiel des  
17 tarifs moins important pour la clientèle de moyenne puissance que pour les autres  
18 catégories de clients plaident pour un rééquilibrage des tarifs généraux.

19 Sur le plan économique, la production manufacturière du Québec a diminué de 13 % au  
20 cours de la dernière décennie passant d'une valeur de 48 à 42 milliards de dollars.  
21 L'appréciation du dollar canadien et la montée de la concurrence internationale ont  
22 particulièrement frappé la production de biens non durables qui connaît un déclin  
23 constant depuis 2003, principalement dans les secteurs de l'alimentation, du textile, des  
24 vêtements et du papier. Pour sa part, la fabrication de biens durables, largement  
25 tributaire des exportations internationales, continue à résister à la concurrence

---

<sup>5</sup> En vertu de l'article 52.1 de la LRÉ, lorsqu'elle fixe les tarifs d'électricité, la Régie « s'assure également que les ajustements au tarif L intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie ».

<sup>6</sup> 71 M\$ = 0,0278 \$/kWh \* 1,6 % \* 158 984 GWh

<sup>7</sup> 0,8 % = 71 M\$ ÷ 8 627 M\$ (revenus avant hausse excluant le tarif L et les contrats spéciaux).

<sup>8</sup> Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, paragraphe 607, page 144.

1 internationale. Cependant, la récession mondiale a fait chuter sa production de 16 %  
2 entre 2008 et 2009.

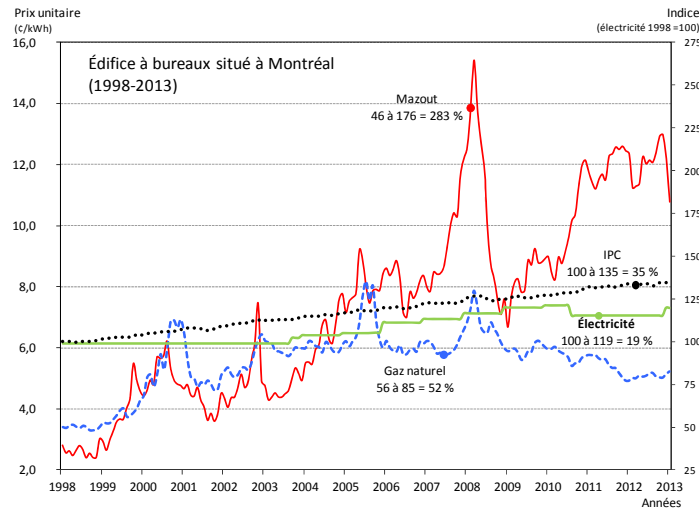
3 Depuis, le secteur manufacturier n'a jamais réussi à se dynamiser et la valeur de son  
4 PIB demeure la même qu'en 2009. Avec l'économie américaine qui privilégie de plus en  
5 plus la production locale, le Québec ne réussit pas à profiter de la reprise de son secteur  
6 industriel, alors que l'Europe, son second partenaire économique, demeure affectée par  
7 une situation économique et financière difficile.

8 Quant au contexte énergétique, le prix du gaz naturel a baissé de façon importante  
9 depuis 2008 en raison principalement de la forte croissance de la production de gaz  
10 naturel en Amérique du Nord provenant notamment du gaz de schiste. La position  
11 concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel au Québec dans le secteur  
12 commercial et institutionnel s'est beaucoup dégradée depuis 2006. D'une situation  
13 favorable pour l'électricité en 2005-2006, la situation s'est complètement renversée  
14 depuis et l'écart entre le prix de l'électricité et celui du gaz naturel ne cesse de se  
15 creuser d'année en année. La baisse du prix du gaz naturel a freiné complètement le  
16 transfert de charges hors pointe dénoncé par Gaz Métro en 2005<sup>9</sup>. Quant à la  
17 progression du chauffage de base, il y a peu ou pas de substitution du gaz naturel par  
18 l'électricité. La figure 1 illustre la position concurrentielle de l'électricité par rapport au  
19 gaz naturel et au mazout pour le chauffage des locaux pour un édifice à bureaux à  
20 Montréal.

---

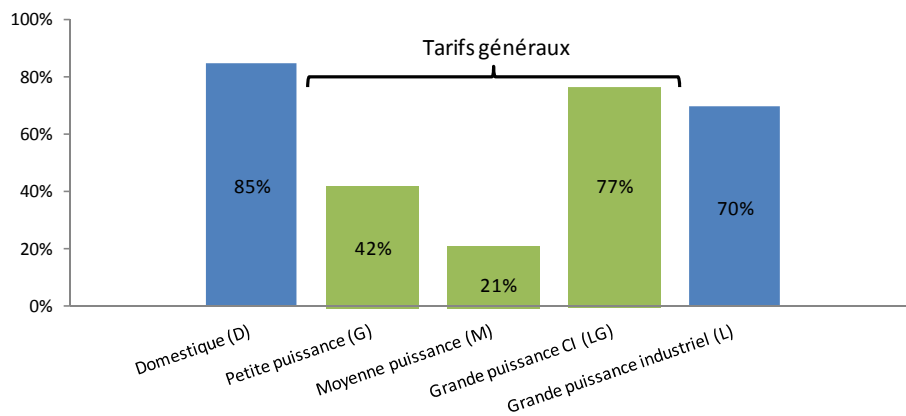
<sup>9</sup> Dossier R-3579-2005, C-11-3, SCGM-1, document 2.

**FIGURE 1**  
**CROISSANCE DE LA FACTURE ANNUELLE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX<sup>10</sup>**



1 Finalement, en ce qui a trait à l'offre tarifaire, la clientèle au Québec bénéficie de façon  
 2 générale de prix avantageux à l'échelle de l'Amérique du Nord. Toutefois, pour la  
 3 clientèle de moyenne puissance, comparativement aux autres catégories de clients  
 4 d'Hydro-Québec, cet avantage est moindre. La figure 2 illustre l'avantage concurrentiel  
 5 que procurent les tarifs au Québec<sup>11</sup>.

**FIGURE 2**  
**AVANTAGE DES TARIFS AU QUÉBEC**  
**P/R AUX AUTRES TARIFS EN AMÉRIQUE DU NORD**



<sup>10</sup> Taux d'efficacité de 70 % des appareils de chauffage au mazout et au gaz naturel.

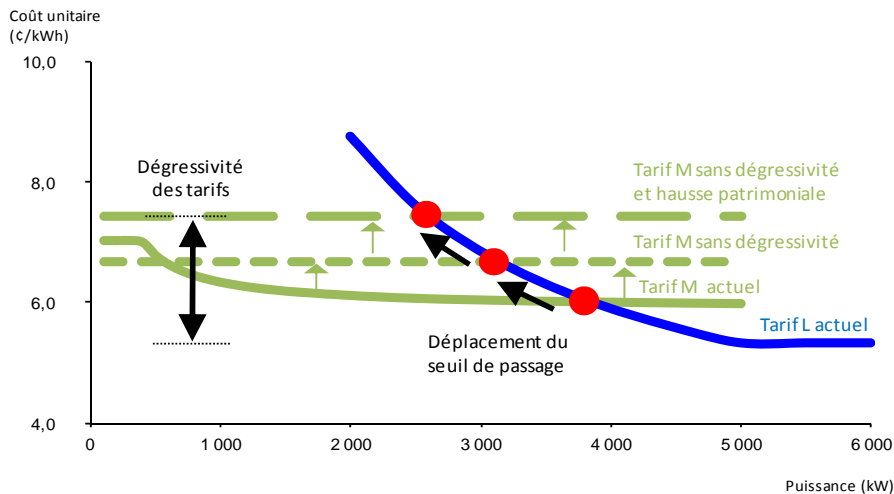
<sup>11</sup> Information tirée de la *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, Tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2013.*



1 Sur le plan tarifaire, la stratégie d'éliminer la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M,  
 2 retenue dans un tout autre contexte, doit être revue, car elle n'apporte plus l'amélioration  
 3 souhaitée du signal de prix des tarifs généraux.

4 En fait, l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M a pour  
 5 conséquence de concentrer un impact tarifaire relativement important sur un nombre  
 6 limité de grands clients, surtout des clients industriels, d'autant plus que la facture  
 7 d'électricité représente une part relativement plus importante de leurs coûts  
 8 d'exploitation. De plus, cette mesure entraîne un déplacement du seuil de passage entre  
 9 les tarifs M et L qui se traduit par un coût unitaire toujours dégressif et un signal en  
 10 puissance inexistant, tel qu'illustré à la figure 3. Il est à noter également que l'indexation  
 11 du coût de l'électricité patrimoniale vient aggraver cette situation avec des  
 12 conséquences grandissantes sur l'évolution de la structure des tarifs.

**FIGURE 3**  
**IMPACT DE L'ÉLIMINATION DE LA DÉGRESSIVITÉ AU TARIF M**  
**ET DE L'INDEXATION DU COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**



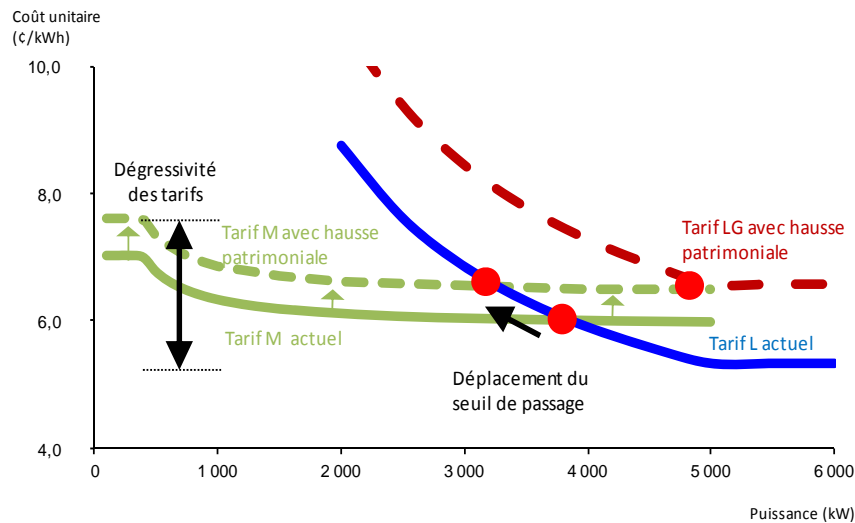
Note : Coût unitaire pour un F.U. de 75 %

13 Un écart important entre le seuil de passage effectif et le seuil d'application de la  
 14 puissance souscrite au tarif L va à l'encontre de l'objectif premier lié à l'élimination de la  
 15 dégressivité qui était d'améliorer le signal de prix. D'une part, la puissance souscrite  
 16 assumée par le client représente un montant fixe semblable à une redevance qui n'incite

1 pas à la gestion de la puissance et du facteur de puissance. D'autre part, le prix du kWh  
2 au tarif L, étant plus bas que celui du tarif M, fait en sorte de moins favoriser les  
3 économies d'énergie.

4 La solution proposée pour limiter la détérioration de cette relation entre les structures  
5 des tarifs M et L est d'appliquer au tarif M des ajustements tarifaires qui soient le plus  
6 près possible de ceux du tarif L tout en maintenant la dégressivité actuelle des prix de  
7 l'énergie du tarif M, tel que présenté à la figure 4. Cela permettra de limiter la zone sans  
8 signal de prix et le nombre de clients transférés inutilement. Cette solution s'impose  
9 encore plus avec l'écart qui se creusera entre le tarif M et le tarif L en raison de  
10 l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.

**FIGURE 4**  
**IMPACT DU RÉÉQUILIBRAGE DES TARIFS GÉNÉRAUX**  
**ET DU MAINTIEN DE LA DÉGRESSIVITÉ AU TARIF M**



Note : Coût unitaire pour un F.U. de 75 %

11 Les préoccupations économiques et énergétiques évoquées ci-dessus, la hausse du  
12 coût de l'électricité patrimoniale ainsi que l'élimination de la dégressivité au tarif M  
13 augmentent davantage la pression sur la clientèle de moyenne puissance et constituent  
14 des éléments incontournables à considérer lors de l'élaboration de la stratégie tarifaire  
15 du Distributeur.

### 1.3. Stratégie tarifaire et impacts sur la clientèle

1 Le défi en matière de stratégie tarifaire est de s'assurer que l'offre tarifaire est équilibrée,  
2 équitable, durable et adaptée au contexte économique et énergétique changeant et  
3 incertain. Il s'agit de favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de  
4 l'économie québécoise.

5 C'est dans cette optique que le Distributeur souhaite, tout en tenant compte des coûts,  
6 amorcer un rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse moindre au  
7 tarif M et en récupérant l'écart de revenus auprès des autres tarifs généraux, soit les  
8 tarifs G et LG, sur la base des avantages constatés par rapport aux prix observés en  
9 Amérique du Nord (figure 2). Pour les fins de l'année tarifaire 2014-2015, le  
10 rééquilibrage se limitera à une hausse additionnelle maximale de 1 % aux autres tarifs  
11 généraux. Pour les années suivantes, les ajustements permettant le rééquilibrage seront  
12 évalués au fur et à mesure de l'évolution du contexte économique, énergétique et  
13 tarifaire. Les hausses tarifaires proposées ainsi que les indices d'interfinancement sont  
14 présentés au tableau 1.

**TABLEAU 1**  
**AJUSTEMENTS DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT<sup>12</sup>**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux		Reflet de la variation des coûts	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	3,4%	83,7	2,9%	83,3
G	4,0%	116,6	4,7%	117,5
M	3,0%	132,0	3,3%	132,4
LG	4,4%	107,8	5,6%	109,1
Sous-total - Généraux	3,4%	124,4	3,9%	125,0
Total	3,4%	97,8	3,4%	97,8
Grands industriels	2,6%	116,4	2,8%	116,6

15 Par ailleurs, le tableau 1 montre également les hausses différenciées et les indices  
16 d'interfinancement reflétant uniquement la variation des coûts pour 2014<sup>13</sup>. À la lumière

<sup>12</sup> Voir HQD-11, document 4, tableau 8B.

<sup>13</sup> Conformément à la décision D-2007-12 rendue dans le dossier R-3610-2006.

1 des dossiers antérieurs, ces résultats s'avèrent trop instables pour servir de seule  
2 référence dans l'établissement des hausses différenciées de la stratégie tarifaire.

3 Comme par le passé, les hausses sont modulées différemment à l'intérieur de chacun  
4 des tarifs en fonction des stratégies retenues. Pour les tarifs domestiques, le Distributeur  
5 poursuit la stratégie d'amélioration du signal de prix amorcée en 2005 et reconduite  
6 depuis avec l'approbation de la Régie. Les ajustements proposés au 1<sup>er</sup> avril 2014 sont  
7 les suivants :

8       • gel de la redevance ;

9       • pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix  
10 de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que sur le prix de la 1<sup>re</sup> tranche ;

11       • pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de  
12 l'énergie applicable en période de pointe en fonction du cas type ajusté à la  
13 normale climatique appliquée à l'année 2014 ;

14       • gel de la prime de puissance en hiver et augmentation de 0,63 \$/kW de la prime  
15 de puissance en été.

16 Les tarifs D, DM et DT au 1<sup>er</sup> avril 2014, incluant une hausse tarifaire de 3,4 % et tenant  
17 compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 2.

**TABLEAU 2  
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2014**

	Tarifs 2013	Tarifs 2014	Écart
<b>Tarifs D et DM</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,41	5,54	2,4%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	7,78	8,16	4,9%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%
<b>Tarif DT</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,40	4,51	2,5%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	21,26	23,46	10,3%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%

1 Pour les tarifs généraux et industriel, le Distributeur poursuit la réduction de la  
2 dégressivité des prix de l'énergie en conformité avec la décision D-2012-024<sup>14</sup>, mais  
3 uniquement au tarif G. Les ajustements proposés au 1<sup>er</sup> avril 2014 sont les suivants :

- 4 • gel de la redevance au tarif G ;
- 5 • hausse des primes de puissance inférieure à la hausse moyenne, mais  
6 progression plus rapide au tarif G afin d'inciter les plus grands clients à migrer  
7 vers les tarifs G-9 et M ;
- 8 • hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne du prix  
9 de la puissance des tarifs généraux et industriel ;
- 10 • hausse plus importante du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie au tarif G ;
- 11 • hausse uniforme des prix de l'énergie au tarif M pour maintenir la dégressivité  
12 des prix de l'énergie.

13 Dans la décision D-2009-016<sup>15</sup>, la Régie avait accepté de modifier l'admissibilité au  
14 tarif G dans le cadre de la réforme des tarifs généraux. Cette modification consistait à  
15 réduire la limite supérieure d'application du tarif G de 100 kW à 65 kW de puissance à

<sup>14</sup> Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, paragraphe 641, page 163.

<sup>15</sup> Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, pages 92-94.

1 facturer minimale. Toutefois, l'introduction de cette modification a été suspendue  
2 temporairement dans le contexte du gel tarifaire proposé pour 2010 et des baisses  
3 tarifaires appliquées en 2011 et 2012, puisque le passage du tarif G au tarif M ou au tarif  
4 G-9 aurait entraîné une augmentation de facture pour certains clients. Cette modification  
5 sera appliquée le 1<sup>er</sup> avril 2014.

6 Par ailleurs, le Distributeur termine le rattrapage des tarifs à forfait<sup>16</sup>, afin qu'ils soient  
7 dorénavant calibrés sur le prix moyen facturé aux clients sans puissance du tarif G.

8 Les tarifs G, M, LG et L au 1<sup>er</sup> avril 2014, incluant leur hausse tarifaire respective et  
9 tenant compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 3.

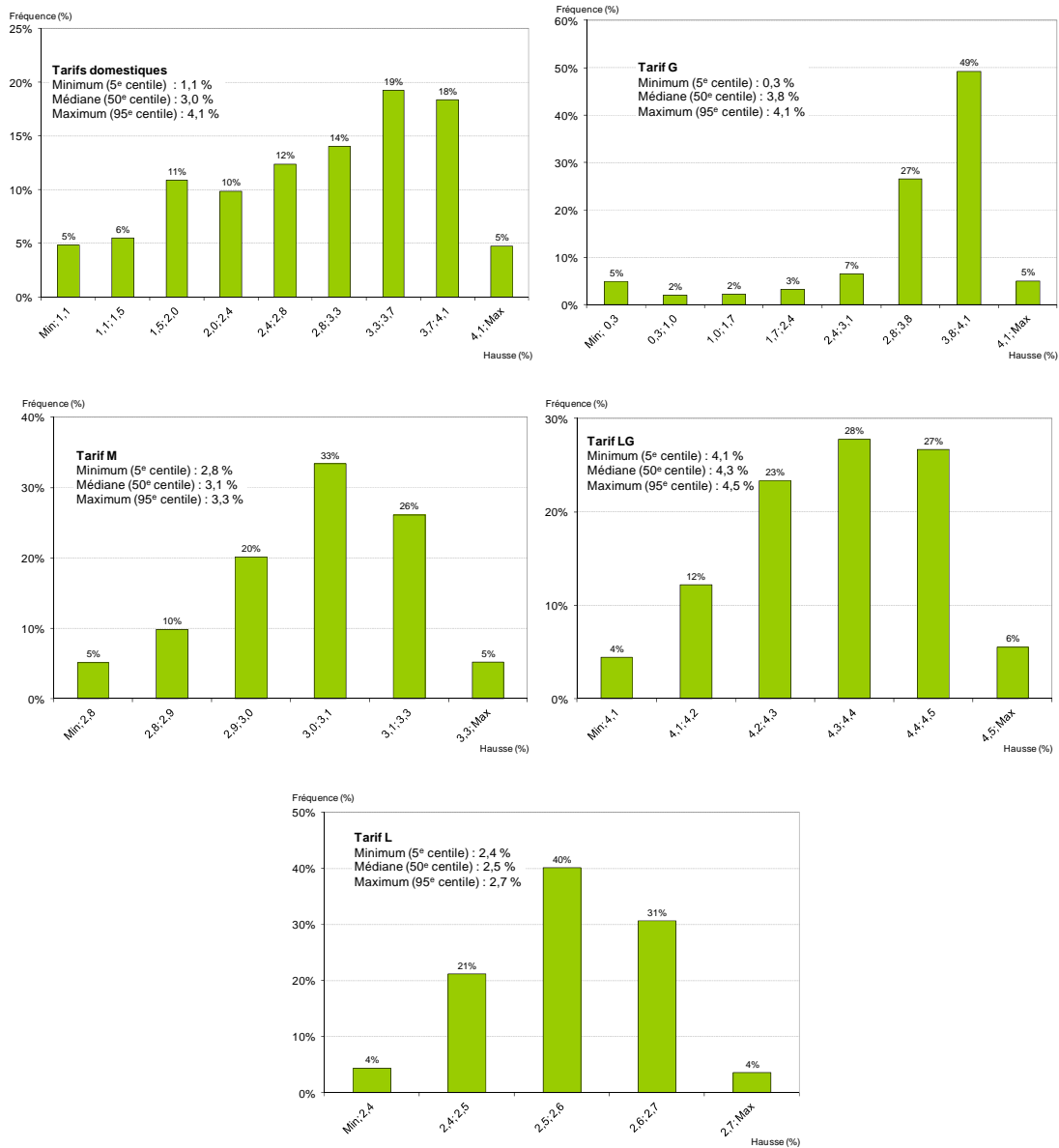
**TABLEAU 3  
TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL PROPOSÉS POUR 2014**

	Tarifs 2013	Tarifs 2014	Écart
<b>Tarif G</b>			
Redevance (\$/mois)	12,33	12,33	0,0%
Prime de puissance (\$/kW)	15,90	16,50	3,8%
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	8,93	9,30	4,1%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	5,26	5,61	6,7%
<b>Tarif M</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	13,71	13,98	2,0%
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	4,49	4,67	4,0%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	3,36	3,49	3,9%
<b>Tarif LG</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	12,36	12,69	2,7%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,04	3,21	5,6%
<b>Tarif L</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	12,36	12,54	1,5%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,04	3,14	3,3%

10 La distribution des impacts de la hausse tarifaire proposée pour la clientèle aux tarifs  
11 domestiques, généraux et industriel est présentée à la figure 5.

<sup>16</sup> Dans sa décision D-2013-037, la Régie autorisait le rattrapage sur deux ans de manière à limiter l'impact maximal à 3 % au-delà de la hausse tarifaire moyenne du tarif G et prenait acte de l'orientation du Distributeur d'appliquer l'ajustement tarifaire moyen du tarif G une fois le rattrapage terminé.

**FIGURE 5**  
**DISTRIBUTION DES IMPACTS DES HAUSSES DIFFÉRENCIÉES 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 4 alors que les impacts sur la facture mensuelle  
 3 de la clientèle générale et industrielle sont présentés au tableau 5. Des exemples de  
 4 calcul de factures pour des consommations types aux tarifs D, G, M, LG et L sont  
 5 présentés aux tableaux A-2 à A-6 de l'annexe.

**TABLEAU 4**  
**IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE**

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
<b>Clients moyens</b>					
Moyenne des clients domestiques	17 203	105,63	109,22	3,59	3,4%
Moyenne des clients D	17 278	107,40	111,09	3,69	3,4%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 769	115,98	120,02	4,05	3,5%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 345	84,79	87,54	2,76	3,2%
Moyenne des clients DM	116 063	709,12	728,31	19,19	2,7%
Moyenne des clients DT	23 782	110,47	113,98	3,51	3,2%
<b>Cas types d'habitation chauffée à l'électricité</b>					
Client à la 1 <sup>re</sup> tranche seulement	10 950	61,73	62,91	1,19	1,9%
Logement 5 ½	11 590	68,99	70,71	1,72	2,5%
Résidence unifamiliale					
111 m <sup>2</sup> (1 195 pi <sup>2</sup> )	20 494	124,49	128,80	4,30	3,5%
158 m <sup>2</sup> (1 701 pi <sup>2</sup> )	26 484	162,52	168,63	6,11	3,8%
207 m <sup>2</sup> (2 228 pi <sup>2</sup> )	32 054	198,55	206,42	7,87	4,0%
390 m <sup>2</sup> (4 198 pi <sup>2</sup> )	48 062	302,34	315,28	12,94	4,3%
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	2 828,34	2 977,78	149,44	5,3%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	753,03	779,04	26,01	3,5%
<b>Consommations types mensuelles</b>					
625 kWh	7 500	46,00	46,82	0,82	1,8%
750 kWh	9 000	52,77	53,74	0,97	1,8%
1 000 kWh	12 000	68,66	70,21	1,55	2,3%
2 000 kWh	24 000	146,46	151,81	5,35	3,7%
3 000 kWh	36 000	224,26	233,41	9,15	4,1%
4 000 kWh	48 000	302,06	315,01	12,95	4,3%
5 000 kWh	60 000	379,86	396,61	16,75	4,4%

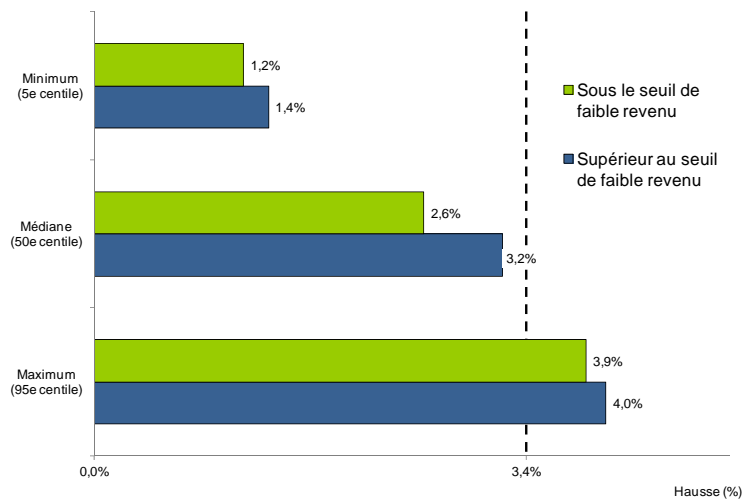


**TABLEAU 5**  
**IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE**  
**DE LA CLIENTÈLE GÉNÉRALE ET INDUSTRIELLE**

	Consommation mensuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
<b>Clients moyens</b>					
Moyenne des clients G	3 025	284	295	11	4,0%
Moyenne des clients M	100 907	7 445	7 671	226	3,0%
Moyenne des clients LG	7 552 989	395 627	413 029	17 402	4,4%
Moyenne des clients L	17 380 967	814 491	835 605	21 113	2,6%
<b>Consommations types</b>					
Tarif G					
6 kW	750	79	82	3	3,5%
14 kW	2 000	191	198	7	3,9%
40 kW	10 000	905	942	37	4,1%
55 kW	20 000	1 698	1 774	76	4,5%
Tarif M					
100 kW	25 000	2 494	2 566	72	2,9%
500 kW	200 000	15 835	16 330	495	3,1%
1 000 kW	400 000	29 523	30 418	895	3,0%
2 000 kW	1 170 000	73 215	75 457	2 242	3,1%
Tarif LG					
5 000 kW	2 340 000	127 446	132 956	5 510	4,3%
5 000 kW	3 060 000	149 334	156 068	6 734	4,5%
10 000 kW	5 760 000	271 524	284 049	12 525	4,6%
30 000 kW	17 520 000	821 868	859 851	37 983	4,6%
50 000 kW	23 400 000	1 193 460	1 246 905	53 445	4,5%
Tarif L					
5 000 kW	2 340 000	127 446	130 568	3 122	2,4%
5 000 kW	3 060 000	149 334	153 176	3 841	2,6%
10 000 kW	5 760 000	271 524	278 517	6 993	2,6%
30 000 kW	17 520 000	821 868	843 087	21 219	2,6%
50 000 kW	23 400 000	1 193 460	1 223 025	29 565	2,5%
50 000 kW	30 600 000	1 412 340	1 449 105	36 765	2,6%
50 000 kW	32 750 000	1 477 700	1 516 615	38 915	2,6%

1 La figure 6 présente la dispersion des impacts de la hausse proposée en fonction du  
2 seuil de faible revenu défini par Statistique Canada<sup>17</sup>. Comme par les années passées, il  
3 en ressort qu'en moyenne, la stratégie de hausser davantage le prix de la 2<sup>e</sup> tranche  
4 d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> tranche permet d'atténuer l'impact de la hausse tarifaire  
5 pour les ménages dont le revenu se trouve sous le seuil de faible revenu. Compte tenu  
6 de la dispersion des impacts tarifaires, certains ménages à faible revenu sont  
7 néanmoins susceptibles de connaître un impact tarifaire semblable au reste de la  
8 clientèle.

**FIGURE 6**  
**DISPERSION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE**  
**EN FONCTION DU SEUIL DE FAIBLE REVENU**



## 2. CHANGEMENTS À L'OFFRE TARIFAIRE

### 2.1. Nouveau tarif LG

9 L'entrée en vigueur de la Loi sur le budget du 30 mars 2010 et de la Loi sur le budget du  
10 20 novembre 2012 a modifié la LRÉ afin de réserver le tarif L aux clients industriels de  
11 grande puissance (voir section 3.1) et d'introduire le tarif LG pour les autres clients de

<sup>17</sup> Les impacts tarifaires sont calculés à partir des résultats de la plus récente édition (2010) du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec* et tiennent compte du seuil de faible revenu défini par Statistique Canada qui varie en fonction de la région de résidence et la taille du ménage.

1 grande puissance, notamment les clients commerciaux, institutionnels et les réseaux  
2 municipaux.

3 Le domaine d'application proposé pour le tarif LG correspond au domaine d'application  
4 du tarif L actuel auquel est ajouté le qualificatif « général » pour signifier qu'il n'est  
5 réservé à aucun usage spécifique :

6 *Le tarif général LG s'applique à l'abonnement annuel dont la*  
7 *puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts ou plus.*

8 Pour s'assurer que chaque client paie sa juste part des coûts de puissance engagés  
9 pour répondre à sa demande durant l'hiver et que ces coûts soient récupérés sur une  
10 base annuelle en fixant une puissance à facturer minimale lors des mois d'été, il est  
11 proposé d'appliquer au tarif LG le mécanisme automatique de fixation de la puissance à  
12 facturer minimale qui est utilisé pour tous les tarifs du Distributeur, à l'exception du  
13 tarif L. Ainsi, la puissance à facturer minimale est fonction de l'appel de puissance  
14 maximal de l'hiver précédent, ce qui n'implique aucune intervention de la part du client.  
15 C'est un mécanisme adapté à une clientèle dont la consommation est stable d'une  
16 année à l'autre et dont le profil de consommation est prévisible, à l'image de la clientèle  
17 du tarif LG. Enfin, cette mesure maintient le traitement uniforme de la facturation de la  
18 puissance aux tarifs généraux.

19 Ce mécanisme, qui est le seul actuellement utilisé ailleurs en Amérique du Nord pour ce  
20 type de clientèle, comporte les avantages suivants<sup>18</sup> :

- 21 - est simple d'application ;
- 22 - traduit plus fidèlement le profil de consommation du client et facilite sa gestion de la  
23 puissance en limitant le suivi qu'il doit effectuer à un seul paramètre, l'appel de  
24 puissance en hiver ;
- 25 - permet d'alléger la facturation tant pour les clients que pour le Distributeur ;
- 26 - facilite le transfert entre les tarifs comportant un mécanisme automatique.

27 Il est proposé d'appliquer un taux de 75 % de la puissance maximale appelée en période  
28 d'hiver. Cette valeur tient compte des caractéristiques de cette clientèle tout en étant

---

<sup>18</sup> Les avantages du mécanisme automatique pour le tarif M ont été mis de l'avant dans le dossier  
R-3644-2007, HQD-12, document 4, pages 20-22.

1 équivalente aux modalités relatives au mécanisme de puissance souscrite applicable au  
2 tarif L. La majorité des clients ne subirait aucun impact tarifaire par rapport à la situation  
3 actuelle, la plupart bénéficiant même d'un allègement de facture.

4 Dans le cas des réseaux municipaux, certains clients pourraient avoir un impact tarifaire  
5 plus important. Avec le mécanisme proposé, les réseaux qui ont plus d'un poste  
6 d'alimentation auront intérêt à être facturés sur la base de l'appel de puissance de  
7 l'ensemble de leur réseau plutôt qu'à gérer la charge de chaque poste en fonction de  
8 son impact sur leur facture. Cela n'affectera pas leur capacité de gérer leur réseau de  
9 façon fiable et optimale pour répondre à la demande de leurs clients et d'ajouter, au  
10 besoin, des postes d'alimentation en fonction de la croissance de leur demande sur la  
11 base de critères économiques, tout comme le fait le Distributeur.

12 Pour permettre à ces réseaux municipaux d'étaler l'impact tarifaire et d'adapter leurs  
13 procédures de gestion sur quelques années, le Distributeur propose d'introduire le  
14 mécanisme automatique de façon graduelle sur trois ans, tel que décrit à la pièce  
15 HQD-13, document 4. En vertu de ces modalités, ils pourront conserver le mécanisme  
16 de puissance souscrite sur la période de transition. Toutefois, lors d'une diminution de la  
17 puissance souscrite, celle-ci sera contrainte par un seuil minimal correspondant  
18 respectivement à 40 % et 55 % de la puissance maximale appelée en période d'hiver  
19 (hivers 2014-2015 et 2015-2016).

20 Par ailleurs, le Distributeur reconduit les avantages associés aux modalités liées aux  
21 réseaux municipaux (voir article 5.12 actuel). À cet effet, une précision est ajoutée afin  
22 que les réseaux ayant des clients au tarif L puissent continuer de bénéficier du même  
23 remboursement, ce qui fera en sorte qu'ils ne seront pas défavorisés lorsqu'ils doivent  
24 alimenter des charges industrielles. Ainsi, le développement du secteur industriel dans  
25 les territoires desservis par les réseaux municipaux ne viendra pas affecter  
26 négativement leurs factures d'électricité.

## **2.2. Électricité additionnelle pour les clients de moyenne puissance**

27 Il est proposé d'étendre l'application de l'option d'électricité additionnelle à la moyenne  
28 puissance, ce qui enrichira l'offre tarifaire plus limitée actuellement pour cette clientèle  
29 comparativement à celle de grande puissance. En répondant aux besoins additionnels

1 de ces clients, le Distributeur espère ainsi contribuer davantage au développement et au  
2 renforcement du secteur de la moyenne industrie.

3 L'option d'électricité additionnelle a été introduite pour la clientèle de grande puissance  
4 en 2006 suite à l'abrogation de l'option de tarification en temps réel<sup>19</sup>. Elle consiste à  
5 offrir au client qui le souhaite, l'opportunité de consommer en dehors des heures de  
6 pointe du Distributeur une quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement,  
7 à un prix combinant puissance et énergie et représentant le coût moyen des  
8 approvisionnements à la marge du Distributeur.

9 Cette option vise une clientèle capable de gérer sa consommation, de moduler sa  
10 production et d'en exploiter la flexibilité tout en tenant compte des contraintes liées à ce  
11 type d'option. Par exemple, elle permet au client d'optimiser sa facture d'électricité lors  
12 de commandes sur de courtes périodes tout en lui évitant d'avoir à assumer le coût de la  
13 puissance durant l'ensemble du mois. Le Distributeur estime que les plus grands clients  
14 de moyenne puissance peuvent tirer profit de l'option. Ainsi, les clients dont la puissance  
15 maximale appelée est égale ou supérieure à 1 000 kW pourront se prévaloir de l'option  
16 d'électricité additionnelle.

17 Les conditions de l'option sont les mêmes que pour la grande puissance, sauf que le prix  
18 plancher, dont l'objectif est d'assurer que les ventes à l'option d'électricité additionnelle  
19 ne se substituent pas aux ventes au tarif régulier, correspond au prix moyen du tarif M  
20 calculé en tenant compte uniquement du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie, soit le prix pour  
21 la consommation à la marge des clients avec un appel de puissance supérieur à  
22 1 000 kW. Pour une alimentation à 25 kV et un facteur d'utilisation de 100 %, le prix  
23 serait de 5,28 ¢/kWh au 1<sup>er</sup> avril 2014<sup>20</sup>.

24 Une dizaine de clients de moyenne puissance pourraient se prévaloir de l'option dès sa  
25 première année d'application. Au fil des années, l'analyse de l'impact et de l'application  
26 de cette option permettra au Distributeur de proposer, si nécessaire, des modifications  
27 afin de toujours mieux répondre aux besoins de la clientèle.

---

<sup>19</sup> Dossier R-3579-2005, HQD-13, document 1, pages 51-56.

<sup>20</sup> Incluant le rajustement pour pertes de transformation.

### **2.3. Mesures visant les exploitations agricoles**

1 Dans le cadre de sa *Politique de souveraineté alimentaire* dévoilée le 16 mai 2013, le  
2 gouvernement du Québec a annoncé, pour appuyer le développement du secteur  
3 serricole, l'accès à des tarifs d'électricité adaptés qui permettront aux entreprises  
4 serricoles québécoises de réduire leurs coûts énergétiques et ainsi d'améliorer leur  
5 compétitivité, tout en contribuant au développement durable<sup>21</sup>. Cette initiative fait partie  
6 d'un ensemble de mesures pour le secteur bioalimentaire visant à « *encourager*  
7 *l'innovation, susciter l'investissement, soutenir la relève et faciliter l'accès à des leviers*  
8 *de financement adaptés aux besoins* »<sup>22</sup>.

9 De plus, dans son *Plan sectoriel 2013-2018 en serriculture maraîchère*<sup>23</sup>, le Syndicat  
10 des producteurs en serre du Québec met en relief les problématiques énergétiques  
11 auxquelles font face les entreprises serricoles. Il y mentionne qu'une tarification de  
12 l'électricité adaptée favorisera le développement durable de ce secteur, entre autres, par  
13 la production à l'année grâce à l'éclairage de photosynthèse et l'accès à une alternative  
14 au chauffage à partir des énergies fossiles.

15 En réponse aux préoccupations du gouvernement, il est proposé d'étendre le tarif DT  
16 aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de  
17 photosynthèse. Le rééquilibrage des tarifs généraux permettra également de répondre  
18 aux besoins d'une partie de cette clientèle. Par ailleurs, Hydro-Québec contribuera à la  
19 recherche et au développement sur l'éclairage à diodes électroluminescentes (DEL) à  
20 des fins de photosynthèse.

21 Ces mesures, qui visent un secteur d'activités ciblé par le gouvernement, se veulent  
22 structurantes en permettant d'accroître les ventes d'électricité tout en répondant aux  
23 besoins de gestion du réseau, et ce, à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. De plus,  
24 elles contribuent à la réduction des gaz à effet de serre. La croissance prévue de la

---

<sup>21</sup> Communiqué de presse du gouvernement du Québec : « *Les entreprises serricoles québécoises bénéficieront de tarifs d'électricité adaptés* », 16 mai 2013,  
<http://communiqués.gouv.qc.ca/gouvqc/communiqués/GPQF/Mai2013/16/c7857.html>.

<sup>22</sup> *Politique de souveraineté alimentaire*, Message de la Première ministre, page 3,  
[http://www.mapaq.gouv.qc.ca/fr/Publications/Politique\\_Souverainete\\_alimentaire.pdf](http://www.mapaq.gouv.qc.ca/fr/Publications/Politique_Souverainete_alimentaire.pdf).

<sup>23</sup> Document produit pour le Syndicat des producteurs en serre du Québec, 1<sup>er</sup> mai 2013,  
[http://www.agrireseau.qc.ca/Economie-et-Gestion/documents/Plan\\_sectoriel\\_ser\\_mar.pdf](http://www.agrireseau.qc.ca/Economie-et-Gestion/documents/Plan_sectoriel_ser_mar.pdf).

1 consommation électrique attribuable à la mise en place de ces mesures est estimée à  
2 environ 250 GWh d'ici 2018<sup>24</sup>.

3 Le Distributeur demande que les deux mesures tarifaires visant les entreprises  
4 serricoles fassent l'objet d'une décision partielle prioritaire de la Régie de façon à  
5 permettre à ces entreprises d'agir rapidement pour bénéficier de ces mesures tarifaires  
6 dès l'hiver 2013-2014.

7 En ce qui concerne le tarif DT, il est proposé d'en étendre l'application aux exploitations  
8 agricoles qui ont des besoins de chauffe et qui pourraient bénéficier d'un tarif  
9 avantageux en contrepartie de l'effacement de cette chauffe en période de pointe.  
10 Présentement, le tarif DT s'applique à l'abonnement admissible au tarif D ou DM qui  
11 utilise un système biénergie principalement à des fins d'habitation. Par conséquent,  
12 l'admissibilité actuelle des exploitations agricoles au tarif DT se limite à celles dont la  
13 résidence est dotée d'un système biénergie et dont les besoins électriques de  
14 l'exploitation agricole sont accessoires (inférieurs ou égaux à 10 kW).

15 La proposition du Distributeur vise à reconnaître les besoins de chauffe des exploitations  
16 agricoles, déjà admissibles au tarif D, qui seraient ou pourraient elles-mêmes être  
17 dotées d'un système biénergie. Il s'agit de l'application aux exploitations agricoles des  
18 conditions tarifaires existantes. Pour bénéficier du tarif DT, les exploitations agricoles  
19 devront utiliser un ou des systèmes biénergie conformes dans les locaux visés par  
20 l'abonnement. De plus, la puissance installée de chaque système biénergie devra  
21 représenter au moins 50 % de la puissance installée des lieux qu'il dessert, ce qui  
22 correspond à la part relative du chauffage électrique dans la consommation de la  
23 clientèle résidentielle du tarif DT.

24 Comme elle cible la conversion du chauffage au combustible vers l'électricité, cette  
25 mesure permettra d'accroître les ventes d'électricité hors pointe tout en contribuant à la  
26 réduction des gaz à effet de serre. Bien qu'elle s'adresse à toutes les exploitations  
27 agricoles, elle devrait intéresser principalement les serres de petite et moyenne taille en  
28 raison de leurs besoins de chauffe.

---

<sup>24</sup> Document de la note 23, page 23.

1 Par ailleurs, étant donné que la production en serre est l'un des secteurs d'activités  
2 visés par la *Politique de souveraineté alimentaire* du gouvernement et que l'éclairage de  
3 photosynthèse pourrait s'harmoniser avec une telle option, il est proposé d'offrir  
4 l'électricité additionnelle à l'éclairage de photosynthèse des exploitations agricoles.

5 Pour ces abonnements, la référence pourra être établie en fonction du profil normal de  
6 consommation sans l'éclairage de photosynthèse. Le prix avantageux appliqué à  
7 l'éclairage de photosynthèse permettra de consolider les ventes existantes aux serres et  
8 leur offrira un levier de croissance en favorisant l'augmentation des périodes d'éclairage  
9 dans les serres existantes et le développement de nouvelles serres utilisant l'éclairage  
10 de photosynthèse. Comme la charge de photosynthèse pourra être interrompue lors des  
11 périodes de pointe du Distributeur, cette croissance se fera en tenant compte des  
12 besoins de gestion du réseau électrique.

13 Pour répondre aux besoins et à la réalité d'exploitation des serres de plus grande taille,  
14 le seuil d'admissibilité à l'électricité additionnelle est fixé à 400 kW pour cette clientèle,  
15 ce qui complète l'offre avec le tarif DT visant les serres de petite et moyenne taille.

#### **2.4. Mise à jour de la tarification applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle**

16 Dans la décision D-2012-024<sup>25</sup>, la Régie a demandé au Distributeur de présenter dans  
17 son dossier tarifaire 2014-2015 une mise à jour de la tarification dissuasive en réseaux  
18 autonomes. À cette fin, le Distributeur a analysé la consommation des clients et les  
19 pratiques au nord du 53<sup>e</sup> parallèle afin de bien cerner la situation et ainsi, de proposer  
20 une stratégie tarifaire appropriée.

21 Pour la clientèle résidentielle, le chauffage électrique était presque inexistant au moment  
22 de la prise en charge par Hydro-Québec des réseaux électriques au nord du  
23 53<sup>e</sup> parallèle en 1982. Comme l'utilisation des appareils de chauffage au mazout situés  
24 au lieu de consommation est beaucoup plus efficace que la production d'électricité à  
25 partir de centrales à moteurs diesels, l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des  
26 locaux et de l'eau dans les réseaux alimentés par des centrales thermiques n'est pas  
27 souhaitable. En effet, elle ne constitue pas le meilleur choix économique pour l'ensemble  
28 de la clientèle québécoise. C'est pourquoi le Distributeur applique au nord du

---

<sup>25</sup> Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, paragraphe 101, page 34.



1 53<sup>e</sup> parallèle une tarification qui vise à inciter les clients à chauffer leurs locaux et leur  
2 eau directement au mazout. Cette tarification est appuyée par l'application de frais  
3 spéciaux de raccordement lorsque le branchement alimente des charges de chauffage  
4 au nord du 53<sup>e</sup> parallèle<sup>26</sup>.

5 La clientèle résidentielle des réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle bénéficie, tout  
6 comme le reste de la clientèle résidentielle, du tarif D jusqu'à concurrence de 30 kWh  
7 par jour, soit un seuil suffisant pour couvrir les usages de base d'un logement type.  
8 Toute la consommation qui excède ce seuil est facturée au prix de 32,26 ¢/kWh (au  
9 1<sup>er</sup> avril 2013). Au prix actuel de 1,82 \$/litre<sup>27</sup> (24 ¢/kWh-équivalent), l'utilisation du  
10 mazout plutôt que de l'électricité permet au client d'économiser 25 % sur ses coûts de  
11 chauffage<sup>28</sup>.

12 Force est de constater que la tarification applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle permet de  
13 dissuader les clients de consommer de l'électricité pour combler leurs besoins de  
14 chauffage. D'une part, tous les logements disposent d'un système de chauffage au  
15 mazout. D'autre part, la consommation au-delà de 30 kWh par jour ne représentait que  
16 12 % de la consommation totale des 4 900 abonnements facturés au tarif D au nord du  
17 53<sup>e</sup> parallèle en 2012<sup>29</sup> alors que cette proportion est de l'ordre de 50 % en réseau  
18 intégré et en réseaux autonomes au sud du 53<sup>e</sup> parallèle.

19 Néanmoins, pour environ 275 abonnements au tarif D<sup>30</sup>, la proportion des kilowattheures  
20 consommés en 2<sup>e</sup> tranche excède 30 % de leur consommation totale respective.  
21 Comme les logements disposent d'un système de chauffage au mazout, la  
22 consommation en 2<sup>e</sup> tranche serait principalement attribuable au chauffage électrique  
23 d'appoint, et ce, même s'il en coûte moins cher de chauffer au mazout qu'à l'électricité.  
24 L'utilisation plus répandue de l'appoint électrique peut s'expliquer par le fait que la  
25 presque totalité des consommateurs n'ont pas la responsabilité de payer la facture  
26 d'électricité et ne reçoivent pas le signal de prix visant la consommation en 2<sup>e</sup> tranche.

---

<sup>26</sup> Les frais spéciaux de raccordement ne s'appliquent pas au réseau de Schefferville. Voir l'article 15.4 des *Conditions de service d'électricité* et l'alinéa d) de l'article 12.5 du texte des Tarifs.

<sup>27</sup> Revue hebdomadaire des prix du mazout léger, semaine du 17 juin 2013, Régie de l'énergie.

<sup>28</sup> Par rapport au prix de 32,26 ¢/kWh au 1<sup>er</sup> avril 2013.

<sup>29</sup> Le tarif DM au nord du 53<sup>e</sup> parallèle ne compte qu'environ 40 abonnements et la proportion en 2<sup>e</sup> tranche s'élève à 5 % de la consommation totale.

<sup>30</sup> Un seul abonnement au tarif DM.

1 En effet, environ 95 % des abonnements au tarif D au nord du 53<sup>e</sup> parallèle sont détenus  
2 par des organismes qui en assument les factures. Comme ces organismes gèrent un  
3 grand nombre de factures, ils ne sont pas toujours sensibilisés au fait qu'un certain  
4 nombre de leurs abonnements ont une consommation significative en 2<sup>e</sup> tranche.

5 Afin d'aider la clientèle en ce sens, au-delà des mesures de sensibilisation déjà en  
6 place, le Distributeur entend intensifier ses efforts en consultant les organismes pour  
7 identifier les pistes les plus susceptibles de sensibiliser davantage la clientèle. Une des  
8 pistes serait d'aviser périodiquement les organismes qui ont des abonnements dont la  
9 consommation excède significativement 30 kWh par jour. L'objectif est de mieux cibler  
10 les interventions en vue de réduire la consommation en 2<sup>e</sup> tranche et conséquemment,  
11 la facture d'électricité.

12 De plus, compte tenu des coûts évités élevés en réseaux autonomes et de la nécessité  
13 qu'une attention particulière soit portée à la consommation en 2<sup>e</sup> tranche, même pour de  
14 petits volumes, par les organismes et les clients, le Distributeur propose d'accentuer  
15 graduellement le signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie pour qu'il reflète  
16 éventuellement le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle<sup>31</sup>. À terme,  
17 cela permettra au Distributeur de récupérer ses coûts lorsque, malgré tous les incitatifs  
18 et les moyens de sensibilisation déployés, le client fait le choix de consommer en  
19 2<sup>e</sup> tranche. Cette mesure est également cohérente avec la stratégie de refléter le coût  
20 évité pour la clientèle de petite et moyenne puissance.

21 Afin d'étaler les impacts tarifaires associés à cette mesure<sup>32</sup>, il est proposé d'augmenter  
22 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2014 le prix de la 2<sup>e</sup> tranche applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle (à  
23 l'exclusion du réseau de Schefferville) au rythme de 8 % par année<sup>33</sup>, en sus de la  
24 hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques. Le prix applicable aux 30 premiers  
25 kilowattheures par jour demeurerait quant à lui identique à celui applicable en réseau  
26 intégré.

---

<sup>31</sup> Excluant le réseau de Schefferville dont le coût évité s'élève à 5,10 ¢/kWh, le coût évité total des 14 réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle s'élève en moyenne à 59 ¢/kWh (entre 52,74 et 67,13 ¢/kWh). Voir la pièce HQD-3, document 4, tableau 2.3.

<sup>32</sup> Par rapport au prix de 32,26 ¢/kWh au 1<sup>er</sup> avril 2013, il s'agit d'une majoration de plus de 80 %.

<sup>33</sup> À revenus constants, ce rattrapage permet d'atteindre le coût évité en réseaux autonomes de 59 ¢/kWh en environ 8 ans.

1 En raison de la faible consommation en 2<sup>e</sup> tranche, près de 75 % des abonnements  
2 auraient une hausse inférieure à la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques.  
3 Les abonnements les plus touchés sont ceux ayant une consommation importante en  
4 2<sup>e</sup> tranche, le plus souvent attribuable au chauffage électrique d'appoint.

5 Pour le réseau de Schefferville où le coût évité total est de 5,10 ¢/kWh, le Distributeur  
6 propose de continuer la transition vers les tarifs domestiques en réseau intégré amorcée  
7 en avril 2008<sup>34</sup> de façon à donner le même signal de prix qu'en réseau intégré. Il s'agit  
8 d'adapter la stratégie tarifaire au contexte du réseau de Schefferville afin de préserver le  
9 signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D qui reflète le coût plus élevé du chauffage  
10 comparativement à celui des usages de base.

11 Quant à la clientèle de petite et moyenne puissance, comme elle est très hétérogène  
12 comparativement à la clientèle résidentielle, ses caractéristiques de consommation ne  
13 permettent pas au Distributeur d'établir un seuil au-delà duquel l'usage de l'électricité  
14 pourrait être limité par l'application d'un prix d'énergie plus élevé. Le signal de prix passe  
15 plutôt par l'interdiction, à l'article 7.4 du texte des Tarifs, d'utiliser l'électricité pour le  
16 chauffage et d'autres applications thermiques<sup>35</sup> et par la facturation, si le client  
17 contrevient à cette disposition, de toute la consommation à un prix dissuasif de  
18 71,13 ¢/kWh (au 1<sup>er</sup> avril 2013). En raison de cette tarification, le chauffage électrique  
19 chez la clientèle générale de petite et de moyenne puissance ne constitue pas un enjeu.

20 Le Distributeur ne propose pas de modification aux modalités d'application des tarifs  
21 généraux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. De plus, puisqu'il excède déjà le coût évité en  
22 réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, le Distributeur propose de continuer de  
23 faire évoluer le prix dissuasif au rythme de la hausse tarifaire moyenne, et ce, tant et  
24 aussi longtemps qu'il sera supérieur au coût évité.

## **2.5. Service complet d'éclairage public**

25 Le Distributeur prévoit remplacer au cours des prochaines années des luminaires à  
26 vapeur de sodium à haute pression (« luminaire SHP ») du service complet d'éclairage

---

<sup>34</sup> Au 1<sup>er</sup> avril 2013, les clients domestiques du réseau de Schefferville obtiennent un rabais de 30 % sur les tarifs applicables en réseau intégré. Au 1<sup>er</sup> avril 2015, leurs tarifs auront rejoint ceux du réseau intégré.

<sup>35</sup> À l'exception des usages spécifiés à l'article 7.4 du texte des Tarifs.

1 public par des luminaires à diodes électroluminescentes (« luminaire DEL »). Le  
2 remplacement des luminaires SHP par des luminaires plus efficaces et plus robustes<sup>36</sup>  
3 réduira les coûts d'alimentation électrique et d'entretien et permettra d'offrir aux titulaires  
4 d'abonnements au service complet d'éclairage public un service équivalent à prix  
5 moindre.

6 Il est proposé d'introduire un tarif applicable au nouveau luminaire DEL offert au service  
7 complet d'éclairage public établi de manière à couvrir le coût total associé au service  
8 complet d'éclairage public, soit la fourniture et l'exploitation du luminaire sélectionné, son  
9 entretien<sup>37</sup> ainsi que son alimentation électrique. Le coût de l'alimentation électrique est  
10 calculé en fonction d'une consommation estimée et du prix de l'énergie au service  
11 général d'éclairage public. Sur la base des coûts actualisés sur une durée d'utilité de  
12 16 ans et compte tenu de l'ajustement tarifaire proposé, le prix applicable au luminaire  
13 DEL de 6 100 lumens (ou 65 W) s'élèverait à 21,81 \$ par luminaire par mois au 1<sup>er</sup> avril  
14 2014. Pour les titulaires d'un abonnement au service complet d'éclairage public, ce  
15 remplacement de luminaire représente une baisse du prix d'environ 5 % par rapport à  
16 celui du luminaire offrant un service équivalent, soit le luminaire SHP 8 500 lumens (ou  
17 100 W). À l'instar des autres tarifs du service complet d'éclairage public, le Distributeur  
18 propose d'ajuster ce prix annuellement en fonction de l'ajustement tarifaire moyen du  
19 tarif G autorisé par la Régie.

### **3. MODIFICATIONS AU TEXTE DES TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR**

20 Les modifications proposées au texte des Tarifs incluent l'introduction de nouvelles  
21 modalités associées aux modifications à la LRÉ, des changements à l'offre tarifaire ou  
22 visant à préciser l'application des tarifs actuels et l'harmonisation de la formulation des  
23 modalités actuelles. Ces modifications ainsi que leur justification sont détaillées à la  
24 pièce HQD-13, document 4 et à la pièce HQD-13, document 5 pour la version  
25 anglaise<sup>38</sup>.

---

<sup>36</sup> Dans le but de minimiser ses coûts d'entretien, le Distributeur a resserré ses exigences en matière de robustesse lors de l'homologation du luminaire.

<sup>37</sup> Sur sa durée d'utilité établie à 16 ans, le luminaire DEL ne nécessite que le remplacement de la cellule photoélectrique à la huitième année.

<sup>38</sup> Les prix des tarifs de ces deux pièces seront modifiés conformément à la grille produite à la pièce HQD-13, document 3 à la suite de la décision de la Régie dans ce dossier.

### **3.1. Tarif L réservé à l'activité industrielle**

1 À la suite de l'entrée en vigueur de la Loi sur le budget du 30 mars 2010, le tarif L est  
2 défini à l'article 52.1.1 de la LRÉ de la façon suivante :

3 *« 52.1.1. Pour l'application des articles 52.1 et 52.2, le tarif L est le*  
4 *tarif applicable à un abonnement annuel d'une puissance à facturer*  
5 *minimale de 5 000 kilowatts ou plus et dont l'abonnement est lié*  
6 *principalement à une activité industrielle.*

7 *Une activité industrielle est l'ensemble des actions assurant la*  
8 *fabrication, l'assemblage ou la transformation de marchandises ou*  
9 *de denrées, ou l'extraction de matières premières. »*

10 Cette loi reprend la définition d'activité industrielle et la notion de « principalement » de  
11 la définition de client industriel qui sont inclus au texte des Tarifs.

12 Le domaine d'application du tarif L doit tenir compte de la LRÉ tout en s'harmonisant à la  
13 forme utilisée dans le reste du texte des Tarifs pour un tarif à l'usage. Le libellé suivant  
14 sera utilisé à cette fin :

15 *Le tarif L s'applique à un abonnement annuel au titre duquel*  
16 *l'électricité est destinée principalement à une activité industrielle et*  
17 *dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts ou*  
18 *plus.*

19 La notion de « principalement » laisse supposer qu'un client au tarif L pourrait, pour une  
20 certaine portion de sa charge, utiliser l'électricité qui lui est livrée à des fins autres  
21 qu'industrielles. Cette notion doit être interprétée en tenant compte du domaine  
22 d'application des tarifs de grande puissance qui sont réservés aux clients dont la  
23 puissance à facturer minimale est de 5 000 kW ou plus et qui excluent ainsi les clients  
24 de plus petite taille. La taille des charges non industrielles pouvant être acceptées au  
25 tarif L doit être limitée pour éviter de créer une iniquité par rapport aux clients de  
26 moyenne puissance qui ont des activités non industrielles comparables. Par exemple, si  
27 une charge non industrielle de 2 ou 3 MW était ajoutée à une charge industrielle au tarif  
28 L, le titulaire de l'abonnement concurrencerait une charge comparable au tarif M.

29 À la lumière d'une analyse de la clientèle actuellement au tarif L, le Distributeur propose  
30 d'introduire, comme au tarif domestique, des règles d'admissibilité dans le cas d'usages  
31 mixtes. Ces règles visent à bien encadrer la mise en place de cette nouvelle tarification

1 à l'usage et pour des fins pratiques et économiques, à limiter à un niveau marginal la  
2 charge non industrielle au tarif L. En conséquence, si la puissance associée aux  
3 activités non industrielles est supérieure au moindre de 1 000 kW ou 10 % de la  
4 puissance souscrite, la consommation d'électricité qui n'est pas directement associée à  
5 une activité industrielle devra faire l'objet d'un mesurage distinct et être facturée au tarif  
6 général approprié, tel que spécifié dans le nouvel article suivant :

7 *Activités non industrielles*

8  
9 *Lorsque l'électricité n'est pas destinée exclusivement à une activité*  
10 *industrielle, le tarif L s'applique à condition que la puissance*  
11 *maximale appelée associée aux activités non industrielles ne*  
12 *dépasse pas la moins élevée des valeurs suivantes :*

- 13 *a) 1 000 kilowatts ou*  
14 *b) 10 % de la puissance souscrite.*

15 *Dans le cas où la puissance maximale appelée associée aux*  
16 *activités non industrielles dépasse ce seuil, l'électricité destinée à*  
17 *ces activités est enregistrée par un appareil de mesurage*  
18 *supplémentaire et facturée au tarif général approprié. S'il n'y a pas*  
19 *d'appareil de mesurage supplémentaire, le tarif LG s'applique à*  
20 *toute l'électricité livrée en vertu de l'abonnement.*

### **3.2. Autres tarifs et options de grande puissance**

21 Les tarifs H et LD sont d'application générale et ne sont pas mentionnés dans la Loi  
22 comme devant être exemptés de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale. Ces  
23 deux tarifs seront indexés selon l'évolution des prix du tarif LG.

24 Le tarif LP est un tarif de dépannage qui s'applique à l'abonnement annuel de grande  
25 puissance au titre duquel l'électricité est livrée pour servir d'appoint à une chaudière au  
26 combustible. Comme l'électricité est facturée au prix de l'électricité additionnelle, la  
27 question de son indexation ne se pose pas.

28 Le tarif de maintien de la charge est réservé au client industriel. Il est proposé de  
29 simplifier le domaine d'application de ce tarif en référant directement au tarif L comme  
30 suit :

31 *Le tarif de maintien de la charge s'applique à un abonnement*  
32 *assujéti au tarif L à la date d'adhésion au tarif de maintien de la*  
33 *charge.*

1 Par conséquent, il est proposé de retirer le terme « client industriel » du texte des Tarifs  
2 à l'article 1.1 du chapitre 1 (*Définitions*) et à la section 1 du chapitre 6 (*Tarif de maintien*  
3 *de la charge*), notamment aux définitions de « collaborateur » et de « fournisseur » à  
4 l'article 6.2.

5 Les options du chapitre 5 (*Rodage et Essais d'équipements*) ainsi que les options de  
6 gestion de la consommation du chapitre 6 (*Électricité interruptible, Électricité*  
7 *additionnelle et Utilisation des groupes électrogènes de secours*) sont disponibles pour  
8 toute la clientèle de grande puissance et leurs prix sont établis sur la base de la valeur  
9 économique du service. Il n'y aura pas de changement à leur domaine d'application.  
10 Certaines précisions sont toutefois apportées afin d'identifier les tarifs appropriés (voir  
11 HQD-13, document 4).

### **3.3. Facturation pour mauvais facteur de puissance aux tarifs L et LG**

12 Un mauvais facteur de puissance chez un client diminue la capacité disponible des  
13 lignes et des transformateurs et entraîne des pertes accrues sur le réseau. Les  
14 conditions de service du Distributeur stipulent que les clients de grande puissance  
15 doivent maintenir un facteur de puissance supérieur à 95 % (article 18.15 des *Conditions*  
16 *de service d'électricité*).

17 Afin d'assurer que cette exigence technique soit respectée, la tarification de la puissance  
18 est conçue de façon à facturer les kVA excédentaires correspondant à un facteur de  
19 puissance inférieur à 95 %. Pour les clients dont le plus grand appel de puissance réelle  
20 est inférieur à 5 000 kW, cet incitatif n'existe pas puisque le client doit assumer une  
21 puissance souscrite d'au moins 5 000 kW qui est supérieure à son appel de puissance.  
22 Dans ce cas, la facture d'un client qui respecte les exigences relatives au facteur de  
23 puissance est la même que celle d'un client ayant un mauvais facteur de puissance, ce  
24 qui est inéquitable.

25 Afin de corriger cette situation, le Distributeur propose, comme au tarif G-9, de facturer  
26 les kVA excédentaires associés à un mauvais facteur de puissance. Cette mesure  
27 incitera le client à corriger ou maintenir un bon facteur de puissance même si ses appels  
28 de puissance sont inférieurs à 5 000 kW tout en évitant le transfert de clients du tarif M

1 au tarif L ou au tarif LG uniquement pour éviter de corriger un mauvais facteur de  
2 puissance.

#### **3.4. Élargissement du domaine d'application du tarif G-9**

3 Le Distributeur ne dispose pas d'offre tarifaire pour les clients de grande puissance avec  
4 un faible facteur d'utilisation. À la suite d'une demande d'un client, le Distributeur  
5 propose simplement d'élargir le tarif G-9<sup>39</sup> aux clients de grande puissance plutôt que  
6 d'introduire un tarif pour faible FU dérivé du tarif L. Deux motifs appuient cette  
7 proposition : d'une part, les clients de grande puissance ont rarement des facteurs  
8 d'utilisation inférieurs à 30 %, ce qui explique pourquoi c'est la première demande de ce  
9 genre reçue par le Distributeur et ce qui devrait limiter le nombre de cas dans le futur ;  
10 d'autre part, un nouveau tarif dérivé du tarif L reproduirait le problème actuel de passage  
11 entre le tarif M et les tarifs L et LG avec un seuil de passage de plus en plus bas, ce qui  
12 n'est pas souhaitable (voir section 1.2). Le Distributeur prévoit qu'un seul client se  
13 prévaudra de ce tarif.

#### **3.5. Procédure de transfert proactif visant les plus grands clients au tarif G**

14 Dans le but de compléter l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif G  
15 et pour qu'aucun client ne demeure à ce tarif si un tarif de moyenne puissance s'avère  
16 plus avantageux, le Distributeur propose de réintroduire la procédure de transfert  
17 proactif mise en place temporairement au 1<sup>er</sup> avril 2011<sup>40</sup> lors du changement du  
18 domaine d'application du tarif M. Celle-ci a permis au Distributeur de modifier  
19 automatiquement le tarif de 6 500 clients, ce qui a simplifié les communications avec la  
20 clientèle et minimisé les opérations manuelles. Le transfert proactif a été bien accueilli  
21 par les clients tout en leur permettant de bénéficier du tarif M ou du tarif G-9 dès que le  
22 tarif M a été accessible au client de 50 kW et plus.

23 Les modalités de cette procédure sont présentées à l'article 3.8 de la pièce HQD-13,  
24 document 4. Le Distributeur utilisera les mêmes critères qu'en 2011 pour identifier les  
25 clients qui migreront du tarif G vers le tarif M ou le tarif G-9, c'est-à-dire une

---

<sup>39</sup> Pour plus de détails sur le tarif G-9, voir le dossier R-3541-2004, à la pièce HQD-1, document 3, section 7, pages 25-31.

<sup>40</sup> *Tarifs et conditions du Distributeur* en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2011, article 3.8, p. 34.



1 consommation annuelle de 175 000 kWh ou plus et une économie de facture d'au moins  
2 3 % associée à l'application du nouveau tarif sur la base du profil des 12 dernières  
3 périodes de consommation. Le Distributeur prévoit que plus de 5 000 clients pourraient  
4 changer de tarif en vertu de cette procédure en 2014. Tout comme en 2011, une  
5 correspondance sera envoyée aux titulaires d'un abonnement dont le tarif sera modifié  
6 afin de les informer. Si le client estime que ce profil ne correspond pas à ce qu'il anticipe  
7 pour la prochaine année, il lui sera possible de revenir au tarif G ou d'opter pour un autre  
8 tarif. Cette procédure sera conservée jusqu'à l'élimination de la dégressivité des prix de  
9 l'énergie au tarif G.

### **3.6. Autres modifications**

10 Pour cette année, outre les modifications proposées dans les sections précédentes, les  
11 changements suivants sont proposés :

- 12 • Une précision est ajoutée à l'article 2.11 indiquant que pour qu'un gîte touristique  
13 soit admissible au tarif D, ses services doivent être offerts exclusivement aux  
14 personnes qui louent des chambres. Si le gîte contrevient aux conditions de  
15 l'article 2.11, l'article 2.14 relatif à l'usage mixte s'applique.
- 16 • De façon à harmoniser le tarif de rodage de moyenne puissance avec celui de  
17 grande puissance, l'article 4.43 est modifié de façon à permettre de retirer ce  
18 tarif à un client qui ne peut démontrer qu'il procède toujours à du rodage.
- 19 • Une précision est apportée à l'article 6.14 à la définition de la puissance  
20 maximale de l'option d'électricité interruptible pour la grande puissance afin de  
21 tenir compte des appels de puissance réelle enregistrés en tout temps sauf en  
22 période de reprise, ce qui est cohérent avec la facturation de la puissance aux  
23 tarifs L et LG (voir articles proposés 5.12 et 5.20). Cette modification permet,  
24 dans le calcul du coefficient de contribution et de la puissance interruptible  
25 effective horaire, de ne pas pénaliser les clients dont le plus grand appel de  
26 puissance réelle de la période de consommation se retrouve en dehors des  
27 heures utiles.

- 1       • L'article 6.15 de l'option d'électricité interruptible pour la grande puissance est  
2       modifié pour permettre au Distributeur de refuser la puissance interruptible  
3       offerte par un client lorsqu'elle ne peut être acheminée sur le réseau là où sont  
4       concentrés les besoins en raison des contraintes afférentes à sa localisation.
- 5       • En ce qui concerne l'application des tarifs généraux de petite et de moyenne  
6       puissance pour les clients des réseaux autonomes, une précision est apportée à  
7       l'article 7.4 à l'effet que, conformément à la décision D-2006-34<sup>41</sup>, la climatisation  
8       au nord du 53<sup>e</sup> parallèle est également autorisée pour assurer le bon  
9       fonctionnement des équipements sensibles à la chaleur.
- 10      • De nouveaux taux pour l'entretien et l'exploitation en aérien en avant-lot et  
11      arrière-lot sont ajoutés à l'article 12.7 tels qu'ils sont proposés à la pièce  
12      HQD-12, document 3.
- 13      • De nouveaux prix unitaires sont ajoutés à l'article 12.8 tels qu'ils sont proposés à  
14      la pièce HQD-12, document 3.
- 15      • Des prix forfaitaires relatifs au mesurage sont ajoutés à l'article 12.10 tels qu'ils  
16      sont proposés à la pièce HQD-12, documents 2 et 3.

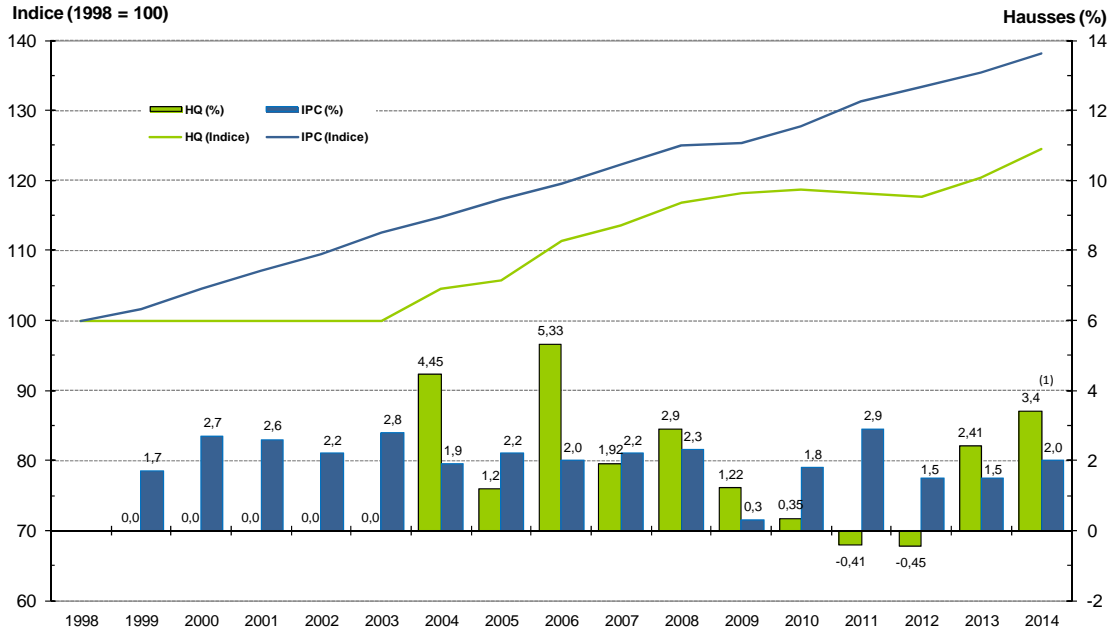
---

<sup>41</sup> Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, pages 82-83.

**ANNEXE**



**FIGURE A-1**  
**ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION 1998-2014**



1) Hausse de 3,4 % pour tous les tarifs à l'exception du tarif L dont la hausse est de 2,6 %.

**TABLEAU A-1**  
**HAUSSES TARIFAIRES DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA**

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
<b>Hausses tarifaires accordées</b>			
Hydro-Québec	1 <sup>er</sup> avril 2012	-0,45 %	
	1 <sup>er</sup> avril 2013	2,41 %	
BC Hydro (BC)	1 <sup>er</sup> avril 2012	3,91 %	
	1 <sup>er</sup> avril 2013	1,44 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 <sup>er</sup> juin 2010	3,0 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 <sup>er</sup> avril 2012	-20,5 % <sup>(1)</sup>	Baisse importante du prix de la fourniture.
	1 <sup>er</sup> avril 2013	6,7 % <sup>(1)</sup>	
EPCOR Energy (AB)	1 <sup>er</sup> avril 2012	-21,3 % <sup>(1)</sup>	Baisse importante du prix de la fourniture.
	1 <sup>er</sup> avril 2013	7,7 % <sup>(1)</sup>	
Hydro Ottawa (ON)	1 <sup>er</sup> mai 2012	4,8 % <sup>(2)</sup>	
	1 <sup>er</sup> mai 2013	3,2 % <sup>(2)</sup>	
Manitoba Hydro (MB)	1 <sup>er</sup> avril 2012	2,0 %	
	1 <sup>er</sup> septembre 2012	2,4 %	
	1 <sup>er</sup> mai 2013	3,5 %	
Maritime Electric (PE)	1 <sup>er</sup> mars 2013	2,2 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 <sup>er</sup> juillet 2012	6,6 %	
	1 <sup>er</sup> juillet 2013	-3,0 %	
Newfoundland Power (NL)	1 <sup>er</sup> juillet 2012	6,6 %	
	1 <sup>er</sup> juillet 2013	-3,1 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 <sup>er</sup> janvier 2012	8,6 %	
	1 <sup>er</sup> janvier 2013	3,0 %	
SaskPower (SK)	1 <sup>er</sup> janvier 2013	4,9 %	
Toronto Hydro (ON)	1 <sup>er</sup> mai 2012	4,4 % <sup>(2)</sup>	
	1 <sup>er</sup> mai 2013	5,6 % <sup>(2)</sup>	
<b>Hausses tarifaires demandées</b>			
Hydro-Québec	1 <sup>er</sup> avril 2014	3,4 % <sup>(3)</sup>	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 <sup>er</sup> octobre 2013	2,0 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 <sup>er</sup> janvier 2014	3,0 %	

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).

3) Hausse de 3,4 % pour tous les tarifs à l'exception du tarif L dont la hausse est de 2,6 %.

**TABLEAU A-2  
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF D**

	kWh	625	750	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2013)</b>								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 <sup>e</sup> tranche	\$	33,81	40,58	48,69	48,69	48,69	48,69	48,69
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	7,78	85,58	163,38	241,18	318,98
Total	\$	46,00	52,77	68,66	146,46	224,26	302,06	379,86
	¢/kWh	7,36	7,04	6,87	7,32	7,48	7,55	7,60
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2014)</b>								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 <sup>e</sup> tranche	\$	34,63	41,55	49,86	49,86	49,86	49,86	49,86
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	8,16	89,76	171,36	252,96	334,56
Total	\$	46,82	53,74	70,21	151,81	233,41	315,01	396,61
	¢/kWh	7,49	7,17	7,02	7,59	7,78	7,88	7,93
<b>Écart</b>								
	\$	0,82	0,97	1,55	5,35	9,15	12,95	16,75
	%	1,8%	1,8%	2,3%	3,7%	4,1%	4,3%	4,4%

**TABLEAU A-3**  
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF G**

	kW	6	14	40	55
	kWh	750	2 000	10 000	20 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2013)</b>					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 <sup>re</sup> tranche	\$	67	179	893	1 348
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	258
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	80
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	80
Total	\$	79	191	905	1 698
	¢/kWh	10,57	9,55	9,05	8,49
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2014)</b>					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 <sup>re</sup> tranche	\$	70	186	930	1 403
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	275
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	83
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	83
Total	\$	82	198	942	1 774
	¢/kWh	10,94	9,92	9,42	8,87
<b>Écart</b>					
	\$	3	7	37	76
	%	3,5%	3,9%	4,1%	4,5%



**TABLEAU A-4**  
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF M**

		kW	100	500	1 000	2 500
		kWh	25 000	200 000	400 000	1 170 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2013)</b>						
Énergie						
1 <sup>re</sup> tranche	\$		1 123	8 980	9 429	9 429
2 <sup>e</sup> tranche	\$		-	-	6 384	32 256
Puissance						
Prime	\$		1 371	6 855	13 710	34 275
Crédit 25 kV	\$		-	-	-	(2 333)
Rajustement pour pertes de transformation	\$		-	-	-	(413)
<i>Sous-total</i>	\$		1 371	6 855	13 710	31 530
Total	\$		2 494	15 835	29 523	73 215
	¢/kWh		9,97	7,92	7,38	6,26
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2014)</b>						
Énergie						
1 <sup>re</sup> tranche	\$		1 168	9 340	9 807	9 807
2 <sup>e</sup> tranche	\$		-	-	6 631	33 504
Puissance						
Prime	\$		1 398	6 990	13 980	34 950
Crédit 25 kV	\$		-	-	-	(2 378)
Rajustement pour pertes de transformation	\$		-	-	-	(427)
<i>Sous-total</i>	\$		1 398	6 990	13 980	32 146
Total	\$		2 566	16 330	30 418	75 457
	¢/kWh		10,26	8,17	7,60	6,45
<b>Écart</b>						
	\$		72	495	895	2 242
	%		2,9%	3,1%	3,0%	3,1%

**TABLEAU A-5  
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF LG**

	kW	5 000	5 000	10 000	30 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 520 000	23 400 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2013)</b>						
Énergie	\$	71 136	93 024	175 104	532 608	711 360
Puissance						
Prime	\$	61 800	61 800	123 600	370 800	618 000
Crédits						
25 kV	\$	(4 665)	(4 665)	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(25 530)	(76 590)	(127 650)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(825)	(825)	(1 650)	(4 950)	(8 250)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>56 310</i>	<i>56 310</i>	<i>96 420</i>	<i>289 260</i>	<i>482 100</i>
Total	\$	127 446	149 334	271 524	821 868	1 193 460
	¢/kWh	5,45	4,88	4,71	4,69	5,10
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2014)</b>						
Énergie	\$	75 114	98 226	184 896	562 392	751 140
Puissance						
Prime	\$	63 450	63 450	126 900	380 700	634 500
Crédits						
25 kV	\$	(4 755)	(4 755)	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 040)	(78 120)	(130 200)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(854)	(854)	(1 707)	(5 121)	(8 535)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>57 842</i>	<i>57 842</i>	<i>99 153</i>	<i>297 459</i>	<i>495 765</i>
Total	\$	132 956	156 068	284 049	859 851	1 246 905
	¢/kWh	5,68	5,10	4,93	4,91	5,33
<b>Écart</b>						
	\$	5 510	6 734	12 525	37 983	53 445
	%	4,3%	4,5%	4,6%	4,6%	4,5%

**TABLEAU A-6**  
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – 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
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2013)</b>								
Énergie	\$	71 136	93 024	175 104	532 608	711 360	930 240	995 600
Puissance								
Prime	\$	61 800	61 800	123 600	370 800	618 000	618 000	618 000
Crédits								
25 kV	\$	(4 665)	(4 665)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(25 530)	(76 590)	(127 650)	(127 650)	(127 650)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(825)	(825)	(1 650)	(4 950)	(8 250)	(8 250)	(8 250)
<i>Sous-total</i>	\$	56 310	56 310	96 420	289 260	482 100	482 100	482 100
Total	\$	127 446	149 334	271 524	821 868	1 193 460	1 412 340	1 477 700
	¢/kWh	5,45	4,88	4,71	4,69	5,10	4,62	4,51
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2014)</b>								
Énergie	\$	73 476	96 084	180 864	550 128	734 760	960 840	1 028 350
Puissance								
Prime	\$	62 700	62 700	125 400	376 200	627 000	627 000	627 000
Crédits	\$							
25 kV	\$	(4 755)	(4 755)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 040)	(78 120)	(130 200)	(130 200)	(130 200)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(854)	(854)	(1 707)	(5 121)	(8 535)	(8 535)	(8 535)
<i>Sous-total</i>	\$	57 092	57 092	97 653	292 959	488 265	488 265	488 265
Total	\$	130 568	153 176	278 517	843 087	1 223 025	1 449 105	1 516 615
	¢/kWh	5,58	5,01	4,84	4,81	5,23	4,74	4,63
<b>Écart</b>								
	\$	3 122	3 841	6 993	21 219	29 565	36 765	38 915
	%	2,4%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,6%	2,6%

**TABLEAU A-7**  
**REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES – 2012<sup>42</sup>**

<b>Composantes tarifaires</b>	<b>Prix</b>	<b>Revenus (M\$)</b>
<b>Tarif D</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	507
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,41	1 609
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	7,78	2 323
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	3,6
Prime de puissance - Été (\$/kW)	1,89	1,8
Total		4 445
<b>Tarif DM</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	30
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,41	94
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	7,78	49
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,9
Prime de puissance - Été (\$/kW)	1,89	0,2
Total		174
<b>Tarif DT</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	19
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,40	127
Énergie - Pointe (¢/kWh)	21,26	19
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,5
Prime de puissance - Été (\$/kW)	1,89	0,3
Total		166

<sup>42</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2012.

**TABLEAU A-8**  
**REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL – 2012<sup>43</sup>**

<b>Composantes tarifaires</b>	<b>Prix</b>	<b>Revenus (M\$)</b>
<b>Tarif G</b>		
Redevance <sup>1</sup> (\$/mois)	12,33	40
Énergie - 15 090 premiers kWh (¢/kWh)	8,93	900
Reste de l'énergie (¢/kWh)	5,26	41
Prime de puissance <sup>2</sup> (> 50 kW) (\$/kW)	15,90	40
Total		1 022
<b>Tarif M</b>		
Énergie - 210 000 premiers kWh (¢/kWh)	4,49	885
Reste de l'énergie (¢/kWh)	3,36	311
Prime de puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	13,71	962
Total		2 158
<b>Tarifs LG et L</b>		
Énergie (¢/kWh)	3,04	1 132
Prime de puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	12,36	655
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	7,23	1
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	21,69	3
Total		1 791

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.

<sup>43</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2012.

**TABLEAU A-9**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS DOMESTIQUES – 2012<sup>44</sup>**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
<b>Tarif D</b>			
<b>Clientèle résidentielle</b>			
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 487 765	46 324	3 433
Sans puissance facturée	2 485 558	45 787	3 389
Avec puissance facturée	2 207	537	44
<i>Autres types de chauffage</i>	920 413	11 774	895
Sans puissance facturée	919 703	11 600	881
Avec puissance facturée	710	174	14
<i>Total clientèle résidentielle</i>	3 408 178	58 098	4 328
<b>Clientèle agricole</b>			
Sans puissance facturée	36 831	1 148	87
Avec puissance facturée	1 731	357	29
<i>Total clientèle agricole</i>	38 562	1 505	117
<b>Total - Tarif D</b>			
Sans puissance facturée	3 442 092	58 534	4 357
Avec puissance facturée	4 648	1 069	88
<i>Total clientèle domestique au tarif D</i>	3 446 740	59 603	4 445
<b>Tarif DM</b>			
<b>Clientèle résidentielle</b>			
<i>Chauffage tout électrique</i>	14 906	1 943	142
Sans puissance facturée	13 618	1 268	92
Avec puissance facturée	1 288	676	50
<i>Autres types de chauffage</i>	5 192	396	29
Sans puissance facturée	5 042	305	23
Avec puissance facturée	150	91	7
<i>Total clientèle résidentielle</i>	20 098	2 339	171
<b>Clientèle agricole</b>			
Sans puissance facturée	243	16	1
Avec puissance facturée	56	17	1
<i>Total clientèle agricole</i>	299	32	3
<b>Total - Tarif DM</b>			
Sans puissance facturée	18 903	1 589	116
Avec puissance facturée	1 494	783	58
<i>Total clientèle domestique au tarif DM</i>	20 397	2 371	174
<b>Tarif DT</b>	125 183	2 977	166

<sup>44</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2012.

**TABLEAU A-10**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL – 2012<sup>45</sup>**

	<b>Abonnements</b>	<b>Consommation annuelle (GWh)</b>	<b>Revenus (M\$)</b>
<b>Tarif G</b>			
Agricole	1 628	48	5
Dont la puissance est facturée	76	12	1
Commercial	221 084	9 034	847
Dont la puissance est facturée	14 867	2 462	231
Industriel	13 119	665	65
Dont la puissance est facturée	1 611	253	27
Institutionnel	21 631	1 051	99
Dont la puissance est facturée	2 764	449	43
Résidentiel	2 035	66	6
Dont la puissance est facturée	96	15	1
<b>Total</b>	<b>259 499</b>	<b>10 863</b>	<b>1 022</b>
Dont la puissance est facturée	19 414	3 191	303
% avec puissance facturée	7%	29%	30%
<b>Tarif M</b>			
Agricole	130	118	9
Commercial	13 984	15 362	1 150
Industriel	3 556	8 208	610
Institutionnel	3 305	5 084	376
Résidentiel	133	177	13
<b>Total</b>	<b>21 108</b>	<b>28 948</b>	<b>2 158</b>
<b>Tarif LG</b>			
Commercial	50	2 293	122
Institutionnel	24	1 381	76
Réseaux municipaux	16	4 596	235
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>8 271</b>	<b>433</b>
<b>Tarif L</b>	<b>137</b>	<b>28 971</b>	<b>1 358</b>

<sup>45</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2012.