

STRATÉGIE TARIFAIRE

TABLE DES MATIÈRES

1. AJUSTEMENT DES TARIFS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016.....	5
2. STRATÉGIE TARIFAIRE ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE.....	5
3. MODIFICATIONS À L'OFFRE TARIFAIRE	12
3.1. Établissement du prix de l'électricité additionnelle	12
3.2. Conditions d'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de fourniture au tarif L.....	13
3.3. Conditions d'admissibilité du tarif de maintien de la charge	14
3.4. Mesures transitoires liées à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG	14
3.5. Modalités applicables aux réseaux municipaux ayant des clients au tarif LG ou au tarif L.....	15
3.6. Modification de la définition de la puissance maximale appelée pour tenir compte, dans tous les cas, de la puissance apparente	16
3.7. Abrogation du tarif de transition - fabrication de neige et des modalités propres aux activités d'hiver au tarif M	16
3.8. Service Signature	17
3.9. Autres modifications	17
4. SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE	19
4.1. Mesures visant les exploitations agricoles.....	19
4.1.1. <i>Tarif DT</i>	19
4.1.2. <i>Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse</i>	20
4.2. Tarification applicable au nord du 53 ^e parallèle.....	21
ANNEXE A	23

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Distribution des impacts des hausses différenciées pour la clientèle	9
Figure 2 : Dispersion des impacts de la hausse proposée en fonction du seuil de faible revenu	12
Figure A-1 : Évolution des tarifs d'électricité et des prix à la consommation 1998-2015	25

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Ajustement tarifaire différencié et indices d'interfinancement	6
Tableau 2 : Tarifs domestiques proposés pour 2015.....	7
Tableau 3 : Tarifs généraux et industriel proposés pour 2015.....	8
Tableau 4 : Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique	10
Tableau 5 : Impacts de la hausse proposée sur la facture des clientèles générale et industrielle	11

Tableau A-1 : Hausses tarifaires des distributeurs d'électricité au Canada.....	26
Tableau A-2 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif D.....	27
Tableau A-3 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif G	28
Tableau A-4 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif M	29
Tableau A-5 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif LG	30
Tableau A-6 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif L	31
Tableau A-7 : Revenus par composantes des tarifs domestiques selon les tarifs en vigueur au 1 ^{er} avril 2014.....	32
Tableau A-8 : Revenus par composantes des tarifs généraux et industriel selon les tarifs en vigueur au 1 ^{er} avril 2014	33
Tableau A-9 : Description de la clientèle aux tarifs domestiques	34
Tableau A-10 : Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel	35

1. AJUSTEMENT DES TARIFS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016

La présente demande vise les tarifs d'électricité apparaissant dans le document *Tarifs et conditions du Distributeur* (Tarifs)¹.

En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRE), l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est assumée par l'ensemble des clients à l'exception de ceux au tarif L et aux contrats spéciaux, ce qui se traduit par un ajustement tarifaire différencié par catégories de consommateurs. Sans l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, la hausse tarifaire proposée est de 3,5 % et permet au Distributeur de récupérer 372 M\$ auprès de l'ensemble de sa clientèle. Pour l'année 2015, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, selon l'indice des prix à la consommation du Québec, s'élève à 0,74 % et représente 34 M\$². Ce montant, récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle à l'exception de la clientèle au tarif L et aux contrats spéciaux, représente une hausse tarifaire supplémentaire de 0,4 %³ qui porte la hausse tarifaire proposée à 3,9 % (3,5 % + 0,4 %). Quant à la clientèle au tarif L, elle se voit attribuer une hausse de 3,5 %.

Le Distributeur propose de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux (G, M et LG) mais dans une moindre mesure, afin d'alléger la pression sur les petites et moyennes entreprises au tarif M tout en visant des structures tarifaires mieux équilibrées. Il propose également des modifications aux tarifs d'électricité, notamment une nouvelle formule d'établissement du prix de l'électricité additionnelle et le prolongement de deux années supplémentaires de la période de transition liée à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale (PFM) au tarif LG.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver un ajustement des tarifs à compter du 1^{er} avril 2015, selon les prix proposés à la pièce HQD-14, document 3⁴. Afin de mettre en contexte l'ajustement tarifaire proposé, le Distributeur présente, à la figure A-1 en annexe, l'évolution des tarifs relativement à l'inflation et, au tableau A-1 de la même annexe, les ajustements tarifaires au Canada.

2. STRATÉGIE TARIFAIRE ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE

Le Distributeur continue de favoriser une stratégie tarifaire adaptée au contexte économique et énergétique.

¹ Les tarifs actuels en vigueur le 1^{er} avril 2014 ont été approuvés le 25 mars 2014 dans la décision finale D-2014-052 à la suite de la décision D-2014-037 sur le fond de la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année 2014-2015.

² 34 M\$ = 0,0284 \$/kWh * 0,74 % * 159 693 GWh.

³ 0,4 % = 34 M\$ ÷ 9 102 M\$ (revenus avant hausse excluant le tarif L et les contrats spéciaux).

⁴ 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.

Il est proposé de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse légèrement moindre au tarif M relativement aux autres tarifs généraux. Le faible écart entre la hausse du tarif L et la hausse moyenne rend la réduction de la hausse du tarif M moins importante. Cette stratégie tient compte du contexte économique du secteur manufacturier qui continue de faire face à la concurrence des entreprises des pays en développement et à la faiblesse de la demande intérieure malgré le taux de change plus avantageux.

Par ailleurs, au tarif LG, la facture de quelques réseaux municipaux subira un impact à la hausse associé à l'entrée en vigueur du mécanisme automatique de fixation de la PFM au 1^{er} décembre 2014, ce qui représente un montant de 3 M\$. Ainsi, le Distributeur propose de limiter la hausse des prix au tarif LG à 3,9 % afin de ne pas affecter les réseaux municipaux au-delà de l'impact combiné de ce nouveau mécanisme et de la hausse moyenne aux tarifs généraux. La même hausse serait appliquée au tarif G de sorte que les clients de ces deux tarifs, exception faite de quelques réseaux municipaux, auraient en moyenne la même hausse tarifaire. L'impact de 3 M\$ contribuera au rééquilibrage des tarifs avec une réduction de la hausse au tarif M de 0,1 %. Par conséquent, comme présenté au tableau 1, la hausse proposée est de 3,8 % au tarif M alors qu'au tarif LG, les prix sont ajustés de 3,9 %, mais en considérant les revenus associés au mécanisme automatique de fixation de la PFM, la hausse moyenne au tarif LG est de 4,5 %.

L'ajustement tarifaire différencié pour chacune des catégories de consommateurs et les indices d'interfinancement sont présentés au tableau 1⁵.

**Tableau 1 :
Ajustement tarifaire différencié
et indices d'interfinancement**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	3,9%	83,9 ⁽²⁾
G	3,9%	114,2
M	3,8%	133,1
LG	4,5% ⁽¹⁾	107,8
Sous-total - Généraux	3,9%	124,3
Total	3,9%	97,9
Grands industriels	3,5%	115,8

¹ Incluant une hausse des prix de 3,9 % et les revenus associés au mécanisme de fixation de la PFM.

² L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 85,6.

⁵ Conformément aux décisions D-2007-12 et D-2014-037. Voir la pièce HQD-12, document 3, tableau 8B pour les hausses différenciées et les indices d'interfinancement reflétant uniquement la variation des coûts pour 2015.

Comme par le passé, les hausses sont modulées différemment à l'intérieur de chacun des tarifs en fonction des stratégies retenues afin d'améliorer ou de préserver le signal de prix.

Pour les tarifs domestiques, le Distributeur poursuit la stratégie d'amélioration du signal de prix amorcée en 2005 et reconduite depuis en vertu des décisions de la Régie. L'ajustement tarifaire proposé au 1^{er} avril 2015 pour les tarifs domestiques se décline de la façon suivante :

- gel de la redevance ;
- pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la 2^e tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{re} tranche ;
- pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe, en fonction du cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2015 ;
- gel de la prime de puissance en hiver et augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été.

Les tarifs D, DM et DT au 1^{er} avril 2015, incluant une hausse tarifaire de 3,9 % et tenant compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 2.

**Tableau 2 :
Tarifs domestiques proposés pour 2015**

	Tarifs 2014	Tarifs 2015	Écart
Tarifs D et DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,57	5,72	2,7%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,26	8,72	5,6%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	2,52	3,15	25,0%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,56	4,62	1,3%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	23,69	27,01	14,0%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	2,52	3,15	25,0%

Pour les tarifs généraux et le tarif industriel, la proposition du Distributeur est en continuité avec celle de l'année dernière. Les ajustements tarifaires proposés au 1^{er} avril 2015 pour ces tarifs se déclinent de la façon suivante :

- gel de la redevance au tarif G ;

- hausse des primes de puissance inférieure à la hausse moyenne, mais progression plus rapide au tarif G afin d'inciter les plus grands clients à migrer vers les tarifs G-9 et M ;
- hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne du prix de la puissance des tarifs généraux et industriel ;
- hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif G ;
- hausse du prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif M du même ordre que celle du prix de l'énergie du tarif L afin de limiter la croissance de l'écart entre le tarif M et le tarif L.

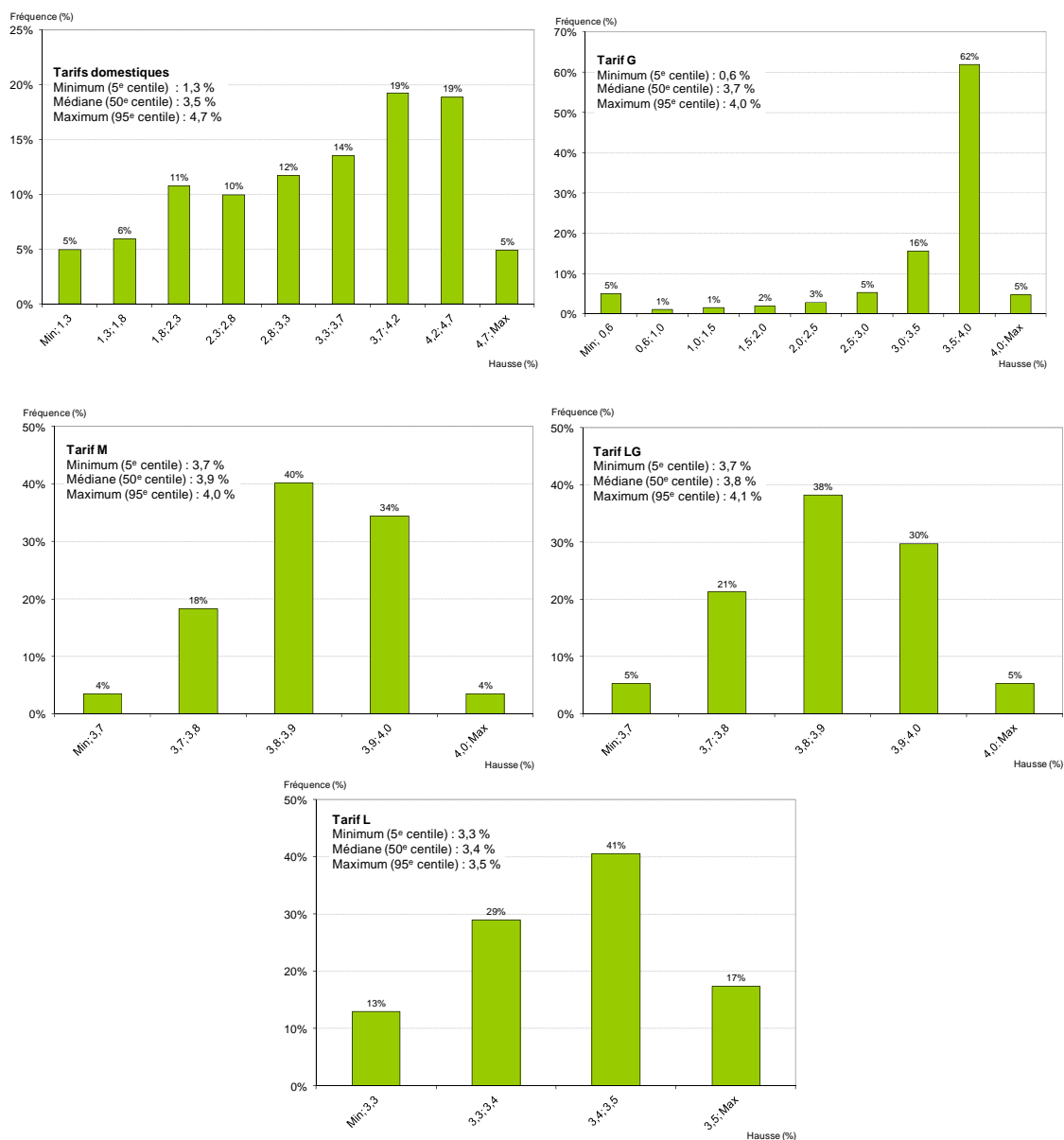
Les tarifs G, M, LG et L au 1^{er} avril 2015, incluant leur hausse tarifaire respective et tenant compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 3.

**Tableau 3 :
Tarifs généraux et industriel proposés pour 2015**

	Tarifs 2014	Tarifs 2015	Écart
Tarif G			
Redevance (\$/mois)	12,33	12,33	0,0%
Prime de puissance (\$/kW)	16,68	17,37	4,1%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	9,38	9,75	3,9%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	5,62	6,24	11,0%
Tarif M			
Prime de puissance (\$/kW)	14,07	14,52	3,2%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	4,71	4,92	4,5%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	3,52	3,66	4,0%
Tarif LG			
Prime de puissance (\$/kW)	12,78	13,14	2,8%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,24	3,39	4,6%
Tarif L			
Prime de puissance (\$/kW)	12,63	12,93	2,4%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,17	3,30	4,1%

La distribution des impacts de la hausse tarifaire proposée pour la clientèle aux tarifs domestiques, généraux et industriel est présentée à la figure 1.

**Figure 1 :
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 des
- 3 clientèles générale et industrielle sont présentés au tableau 5. Des exemples de calcul de
- 4 factures pour des consommations types sont présentés aux tableaux A-2 à A-6 en annexe.

**Tableau 4 :
Impacts de la hausse proposée sur la facture
de la clientèle domestique**

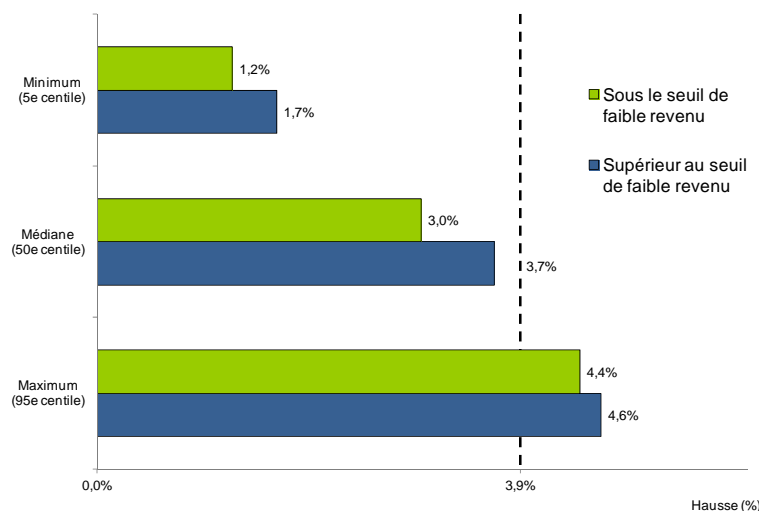
	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	17 604	113,04	117,47	4,44	3,9%
Moyenne des clients D	17 706	114,80	119,35	4,55	4,0%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	19 218	123,98	128,96	4,98	4,0%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 703	90,51	93,90	3,39	3,7%
Moyenne des clients DM	117 038	740,75	763,69	22,94	3,1%
Moyenne des clients DT	24 164	125,78	130,61	4,83	3,8%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1 ^{re} tranche seulement	10 950	63,19	64,56	1,37	2,2%
Logement 5 ½	11 590	71,13	73,15	2,02	2,8%
Résidence unifamiliale					
111 m ² (1 195 pi ²)	20 494	129,89	135,03	5,14	4,0%
158 m ² (1 701 pi ²)	26 484	170,20	177,54	7,33	4,3%
207 m ² (2 228 pi ²)	32 054	208,45	217,91	9,46	4,5%
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062	318,64	334,24	15,60	4,9%
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	3 011,45	3 187,79	176,34	5,9%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	785,67	816,76	31,10	4,0%
Consommations types mensuelles					
625 kWh	7 500	47,00	47,94	0,94	2,0%
750 kWh	9 000	53,97	55,09	1,12	2,1%
1 000 kWh	12 000	70,58	72,39	1,81	2,6%
2 000 kWh	24 000	153,18	159,59	6,41	4,2%
3 000 kWh	36 000	235,78	246,79	11,01	4,7%
4 000 kWh	48 000	318,38	333,99	15,61	4,9%
5 000 kWh	60 000	400,98	421,19	20,21	5,0%

**Tableau 5 :
Impacts de la hausse proposée sur la facture
des clientèles générale et industrielle**

	Consommation mensuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients G	3 139	310	322	12	3,9%
Moyenne des clients M	85 503	6 514	6 760	246	3,8%
Moyenne des clients LG	7 084 937	393 432	411 172	17 740	4,5%
Moyenne des clients L	16 555 495	801 345	829 257	27 912	3,5%
Consommations types					
Tarif G					
6 kW	750	83	85	3	3,4%
14 kW	2 000	200	207	7	3,7%
40 kW	10 000	950	987	37	3,9%
55 kW	15 000	1 503	1 562	59	3,9%
Tarif M					
55 kW	20 000	1 716	1 783	67	3,9%
100 kW	25 000	2 585	2 682	98	3,8%
500 kW	200 000	16 455	17 100	645	3,9%
1 000 kW	400 000	30 649	31 806	1 157	3,8%
2 000 kW	1 170 000	76 028	78 862	2 834	3,7%
Tarif LG					
5 000 kW	2 340 000	134 055	139 214	5 159	3,8%
5 000 kW	3 060 000	157 383	163 622	6 239	4,0%
10 000 kW	5 760 000	286 452	297 939	11 487	4,0%
30 000 kW	17 520 000	867 132	901 953	34 821	4,0%
50 000 kW	23 400 000	1 257 300	1 306 635	49 335	3,9%
Tarif L					
5 000 kW	2 340 000	131 667	136 058	4 391	3,3%
5 000 kW	3 060 000	154 491	159 818	5 327	3,4%
10 000 kW	5 760 000	280 920	290 655	9 735	3,5%
30 000 kW	17 520 000	850 368	879 885	29 517	3,5%
50 000 kW	23 400 000	1 233 420	1 275 075	41 655	3,4%
50 000 kW	30 600 000	1 461 660	1 512 675	51 015	3,5%
50 000 kW	32 750 000	1 529 815	1 583 625	53 810	3,5%

1 La figure 2 présente la dispersion des impacts de la hausse proposée en fonction du seuil de
2 faible revenu défini par Statistique Canada⁶. Comme par les années passées, il en ressort
3 qu'en moyenne, la stratégie de hausser davantage le prix de la 2^e tranche d'énergie que
4 celui de la 1^{re} tranche permet d'atténuer l'impact de la hausse tarifaire pour les ménages
5 dont le revenu se trouve sous le seuil de faible revenu. Compte tenu de la dispersion des
6 impacts tarifaires, certains ménages à faible revenu sont néanmoins susceptibles de
7 connaître un impact tarifaire semblable au reste de la clientèle.

Figure 2 :
Dispersion des impacts de la hausse proposée
en fonction du seuil de faible revenu



3. MODIFICATIONS À L'OFFRE TARIFAIRE

3.1. Établissement du prix de l'électricité additionnelle

8 L'option d'électricité additionnelle (OÉA), introduite en avril 2006, consiste à offrir au client
9 qui le souhaite l'opportunité de consommer, en dehors des heures de pointe du Distributeur,
10 une quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement, à un prix combinant
11 puissance et énergie et représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du
12 Distributeur. Actuellement, l'indicateur approuvé par la Régie pour refléter ce coût est le prix
13 de l'électricité de la zone M du NYISO, qui constitue le marché de référence pour le
14 Distributeur. Le prix de l'OÉA est contraint par un prix plancher établi sur la base d'une
15 charge à 100 % de facteur d'utilisation au tarif M ou au tarif L, selon le cas. Le Distributeur

⁶ Les impacts tarifaires sont calculés à partir des résultats de la plus récente édition (2014) 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 de la taille du ménage.

transmet le prix de l'électricité additionnelle⁷ au client sept jours avant le début de chaque mois civil. Ce prix reste fixe pendant toute la période mensuelle.

Compte tenu de l'équilibre énergétique, la formule actuelle d'établissement du prix de l'électricité additionnelle ne reflète plus les coûts à la marge du Distributeur. En effet, la formule actuelle ne tient pas compte des volumes d'électricité patrimoniale inutilisée qui sont principalement concentrés en période d'été, mais qui se présentent également durant la majorité des heures en période d'hiver. En conséquence, le Distributeur propose de fixer deux prix pour l'OÉA, l'un applicable pendant la période d'été (avril à novembre) et l'autre, pendant la période d'hiver (décembre à mars).

Pour la période d'été, le prix de l'OÉA serait égal au coût moyen de l'électricité patrimoniale. Pour l'année 2015-2016, ce coût est de 2,84 ¢/kWh tel que présenté à la pièce HQD-12, document 3, tableau 9A.

Pour la période d'hiver, le prix de l'OÉA serait égal à la moyenne du coût évité en énergie de la période hivernale et du coût moyen de l'électricité patrimoniale, pondérée selon le nombre d'heures où le Distributeur planifie procéder à des achats de court terme sur les marchés. À titre illustratif, si le Distributeur planifiait procéder à des achats de court terme sur les marchés d'énergie durant 500 heures au cours de la période de décembre 2014 à mars 2015, le prix de l'OÉA pour la période d'hiver serait de 3,16 ¢/kWh, soit (500 heures x 4,8 ¢/kWh⁸ + 2 403 heures x 2,82 ¢/kWh⁹) / 2 903 heures.

Toutefois, dans ces deux cas, le prix plancher serait appliqué. En effet, les prix ainsi établis demeurerait toujours contraints par le prix plancher spécifié pour l'OÉA pour la moyenne et la grande puissance, soit respectivement 5,32 ¢/kWh et 4,54 ¢/kWh en 2014.

Outre le coût moyen de l'électricité patrimoniale qui est présenté dans le présent dossier, les autres données nécessaires pour déterminer le prix de l'OÉA pour l'hiver 2015-2016, soit le coût évité en énergie et le nombre d'heures durant lesquelles des achats sont planifiés, seront présentées dans le dossier tarifaire 2016-2017. Ainsi, pour toutes les années suivantes, le prix de l'OÉA pour l'hiver sera établi à partir de l'information versée au dossier tarifaire déposé avant l'hiver visé.

3.2. Conditions d'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture au tarif L

En vertu de l'article 5.12 des Tarifs, un client au tarif L peut obtenir un crédit sur le montant à payer pour la puissance lorsqu'il a été empêché d'utiliser l'électricité en raison d'un événement de force majeure, à l'exclusion des grèves ou des lock-out qui peuvent survenir au sein de son entreprise. Actuellement, dans la perspective d'un conflit de travail, les clients

⁷ La méthode actuelle d'établissement du prix de l'électricité additionnelle est précisée à la pièce HQD-13, document 1 au dossier R-3579-2005, page 54.

⁸ Coût évité en énergie de la période hivernale, tel que présenté à la pièce HQD-4, document 4, page 5.

⁹ Coût moyen de l'électricité patrimoniale pour 2014-2015, tel que présenté à la pièce HQD-11, document 4, tableau 9A du dossier R-3854-2013.

1 qui cessent d'optimiser leur puissance souscrite afin d'en conserver la pleine flexibilité
2 assument ainsi des factures plus élevées qui ne reflètent pas les coûts qu'ils induisent sur le
3 réseau. En effet, les clients au tarif L doivent respecter un délai de 12 périodes mensuelles
4 de consommation à compter de la dernière augmentation ou diminution de la puissance
5 souscrite avant de pouvoir l'abaisser.

6 Il est proposé d'inclure la grève, un évènement hors du contrôle du client, dans les
7 évènements admissibles au crédit. Cette mesure permettra au client de consolider ses
8 activités durant les mois précédant une négociation salariale et de faire une optimisation
9 adéquate de la puissance souscrite, ce qui correspond davantage aux intentions initialement
10 prévues.

3.3. Conditions d'admissibilité du tarif de maintien de la charge

11 Le tarif de maintien de la charge s'applique à tout client industriel qui peut démontrer qu'il
12 éprouve des difficultés financières menant à l'arrêt de l'ensemble ou d'une partie de ses
13 opérations. Comme il est prévu actuellement au chapitre 6 des Tarifs, ce tarif s'applique une
14 fois par abonnement pour une période de 12 mois. Une deuxième et dernière adhésion de
15 12 autres mois peut s'appliquer à l'intérieur d'un délai de 12 mois suivant la fin de la
16 première période d'adhésion, et ce, aux mêmes conditions d'admissibilité que la première.

17 Le Distributeur constate que l'opportunité d'adhérer de nouveau au tarif pourrait répondre
18 aux besoins de certains clients ayant déjà profité du tarif et n'y étant plus admissibles. Afin
19 de soutenir les efforts des entreprises en difficulté financière, il est proposé de modifier les
20 conditions d'admissibilité du tarif de maintien de la charge à l'article 6.6 des Tarifs afin de
21 permettre aux clients d'avoir recours de nouveau à ce tarif, pour une dernière fois, après un
22 délai minimal de 60 mois depuis la dernière adhésion.

3.4. Mesures transitoires liées à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG

23 Dans sa décision D-2014-037, la Régie a approuvé la proposition du Distributeur d'introduire
24 un mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG applicable à compter du
25 1^{er} décembre 2014. Pour les abonnements caractérisés par un profil saisonnier, des mesures
26 transitoires sur 3 ans sont prévues afin de limiter l'impact tarifaire à moins de 3 % par année
27 et de permettre aux clients, essentiellement les réseaux municipaux, d'adapter
28 progressivement leur gestion.

29 Dans le cadre du même dossier, l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec
30 (AREQ) notait que les seuils proposés conduisaient à une transition non linéaire, l'impact
31 pour certains réseaux municipaux devant être absorbé de façon inégale de la première à la
32 dernière année, et recommandait de prolonger la période de transition.¹⁰

¹⁰ Mémoire de l'AREQ, pièce C-AREQ-0009 (R-3854-2013), page 28.

1 Le Distributeur reconnaît que selon leur mode de fonctionnement, une transition sur 3 ans
2 pourrait entraîner, pour certains réseaux municipaux, un impact plus important la première
3 année de transition que la deuxième. Pour mitiger davantage cette situation, le Distributeur
4 propose d'étaler la période de transition sur 5 ans plutôt que sur 3 ans.

5 De façon plus précise, il est proposé que la puissance souscrite, durant la période de
6 transition, corresponde à au moins 30 % de la puissance maximale appelée en période
7 d'hiver pour l'hiver 2014-2015 et à au moins 40 %, 50 %, 60 % et 75 % respectivement pour
8 les hivers subséquents. Ces modifications sont présentées à la pièce HQD-14, document 4,
9 à l'article 5.27.

10 Une transition sur 5 ans est mieux adaptée au cycle d'optimisation de la puissance souscrite
11 des réseaux municipaux qui s'étend sur 16 mois plutôt que 12. Ainsi, la prolongation de la
12 transition de 2 ans et la fixation du seuil à 30 % de la puissance maximale appelée en
13 période d'hiver pour la première année, permettent de mieux lisser pour les clients visés les
14 impacts associés à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM.

3.5. Modalités applicables aux réseaux municipaux ayant des clients au tarif LG ou au tarif L

15 L'article 5.21 des Tarifs prévoit un remboursement pour les réseaux municipaux au tarif LG
16 qui alimentent des clients de grande puissance au tarif L ou au tarif LG. Ce remboursement a
17 été introduit au début des années quatre-vingt-dix lorsque la structure tarifaire du tarif L est
18 passée de plusieurs tranches d'énergie à une seule. Avec cette modification de structure, les
19 réseaux municipaux perdaient l'avantage associé à l'écart entre le prix d'achat de leur
20 énergie (tranche de prix plus faible) et le prix de la revente à leurs clients au tarif L (tranche
21 de prix plus élevé).

22 Afin de conserver ce bénéfice et de rémunérer les réseaux municipaux tant pour
23 l'alimentation de clients de grande puissance sur leur réseau de distribution que pour la
24 prestation de service qui l'accompagne, le Distributeur et les réseaux municipaux avaient
25 convenu d'un remboursement de 15 % des sommes facturées à chacun de ces clients. Ce
26 taux de remboursement avait alors été établi en considérant les caractéristiques des clients
27 qui étaient alimentés sur le réseau de distribution des réseaux municipaux. De plus,
28 conformément à la décision D-2014-037, le tarif LG s'applique aux réseaux municipaux
29 depuis le 1^{er} avril 2014 et lorsqu'un réseau municipal alimente un ou des clients au tarif L, le
30 remboursement en vertu de l'article 5.21 tient compte de l'écart de prix entre les tarifs L et
31 LG. Trois réseaux municipaux reçoivent actuellement un remboursement pour sept clients
32 alimentés en moyenne tension au tarif L ou au tarif LG dont le plus grand génère des appels
33 de puissance de l'ordre de 10 MW.

34 Afin de clarifier la portée de l'article 5.21, il est proposé de préciser qu'il ne s'applique qu'aux
35 clients susceptibles d'être alimentés à partir du réseau de distribution, soit des clients de
36 taille inférieure à 12 MW. Ce seuil se compare à la limite pour l'alimentation à une tension
37 triphasée de 25 kV à un courant appelé de 260 A. Le remboursement actuel de 15 % des

sommes facturées aux clients a été convenu en considérant qu'aucun client ne nécessitait une alimentation en haute tension ou par plus d'une ligne de distribution. Dans de tels cas, ce taux pourrait ne pas refléter correctement les investissements assumés par le réseau municipal.

Dans l'éventualité où un réseau municipal proposerait d'alimenter une charge de plus de 12 MW, une compensation offerte par le Distributeur au réseau municipal serait établie en collaboration avec celui-ci. Cette compensation, qui prendrait la forme d'un remboursement en pourcentage des sommes facturées au client ou d'un montant forfaitaire, devrait tenir compte du coût réel des équipements nécessaires pour desservir ce nouveau client, incluant un rendement correspondant à celui du Distributeur, et dans le cas d'un client au tarif L, de l'écart de prix entre les tarifs L et LG.

Cette proposition limite le risque pour la clientèle du Distributeur, tout en permettant la croissance des clients existants de même que l'ajout de nouveaux clients dans les réseaux municipaux.

3.6. Modification de la définition de la puissance maximale appelée pour tenir compte, dans tous les cas, de la puissance apparente

Dans le but de compléter l'harmonisation de la facturation de la puissance et ainsi assurer un traitement équitable de l'ensemble de la clientèle, il est proposé de modifier la définition de « *puissance maximale appelée* » dans les Tarifs afin de considérer la puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer des abonnements dont l'appel de puissance réelle ne dépasse jamais 50 kW. Cette mesure incitera les clients dont la puissance apparente est supérieure à 50 kVA à corriger ou maintenir un bon facteur de puissance même si leurs appels de puissance réelle sont inférieurs à 50 kW puisqu'ils seront dorénavant facturés pour les kVA excédentaires. Par ailleurs, elle s'avère cohérente avec l'article 18.15 des *Conditions de service d'électricité* relatif au maintien par les clients d'un bon facteur de puissance.

3.7. Abrogation du tarif de transition - fabrication de neige et des modalités propres aux activités d'hiver au tarif M

Depuis 2013, les clients assujettis au tarif de transition - fabrication de neige, décrit à la section 4 du chapitre 4 des Tarifs, ont migré graduellement vers le tarif M ou le tarif G-9 puisque ces tarifs étaient plus avantageux. Comme aucun client ne sera facturé au tarif de transition pendant l'hiver 2014-2015, le Distributeur propose son abrogation au 1^{er} avril 2015.

Par ailleurs, comme le rattrapage des modalités propres aux activités d'hiver pour rejoindre celles des tarifs généraux, entamé en 1988, est terminé dans le cas du tarif M, il est proposé d'abroger l'article 4.8 des Tarifs. En effet, tous les clients au tarif M ayant bénéficié des modalités propres aux activités d'hiver sont désormais facturés au tarif M. L'application de ces modalités pour les clients aux tarifs G et G-9 (articles 3.7 et 4.15 des Tarifs) sera maintenue tant que les clients auront intérêt à y demeurer.

3.8. Service Signature

Depuis 2008¹¹, le Distributeur offre le service Signature aux clients de grande puissance qui veulent mesurer la qualité de l'électricité livrée à leurs installations et avoir accès à des experts afin de les appuyer dans l'analyse et l'application de solutions relatives aux fluctuations de la qualité de l'onde électrique. L'intérêt de la clientèle pour ce service s'est confirmé au cours des années puisqu'une vingtaine de clients y ont adhéré, générant des revenus annuels de l'ordre de 500 k\$.

Afin d'améliorer son offre à l'intention de l'ensemble de la clientèle Affaires, le Distributeur propose d'ajuster le service de base de façon à en réduire les frais et d'étendre le service Signature à la clientèle de moyenne puissance¹².

Le Distributeur procède actuellement à la vérification technique des fonctionnalités d'un nouvel appareillage de mesure et à son intégration au système de télécommunication. Le principal avantage de ce nouvel équipement réside dans son coût d'acquisition moindre que celui actuellement utilisé, soit 2 000 \$ plutôt que 8 200 \$.

Outre le recours au nouvel appareillage de mesure, le Distributeur propose de facturer distinctement le bilan annuel des indicateurs de la qualité de l'électricité et le balisage du comportement des charges (alinéa c de l'article 11.16 des Tarifs) et de retirer du service de base la formation d'une demi-journée (alinéa f de l'article 11.16 des Tarifs). Ces modifications permettent de réduire les frais annuels du service de base à 5 250 \$ pour chacun des points de livraison, comparativement aux frais actuels de 15 000 \$ pour le premier point de livraison et de 10 000 \$ pour chacun des points de livraison additionnels. Le bilan annuel des indicateurs de la qualité de l'électricité et le balisage du comportement des charges serait offert en option à des frais annuels de 5 000 \$.

Le Distributeur propose ces modifications sur la base des informations dont il dispose actuellement. Advenant que les résultats finaux de la vérification technique mentionnée ci-dessus ne s'avèreraient pas concluants, il amendera sa proposition à la Régie d'ici la fin novembre 2014.

En supposant un taux de participation de 10 % chez la clientèle visée de moyenne puissance, correspondant au taux atteint chez la clientèle de grande puissance, le nombre de clients se prévalant du service Signature pourrait s'élever à 150.

3.9. Autres modifications

Les modifications proposées aux Tarifs ainsi que leur justification sont détaillées à la pièce HQD-14, document 4 pour la version française et à la pièce HQD-14, document 5 pour la version anglaise¹³. Elles comprennent l'introduction des nouvelles modalités présentées aux

¹¹ Dossier R-3644-2007, pièce HQD-12, document 7.1, section 2 (D-2008-024).

¹² L'électricité livrée à ces clients est triphasée.

¹³ Les prix proposés pour les tarifs ne sont pas reflétés dans ces deux pièces. Ils seront modifiés, conformément à la grille produite à la pièce HQD-14, document 3, à la suite de la décision de la Régie dans le présent dossier.

sections 3.1 à 3.8, des précisions à l'application des tarifs actuels et l'harmonisation de la formulation des modalités actuelles.

Les changements suivants sont également proposés :

- Le titre actuel du document *Tarifs et conditions du Distributeur* est remplacé par *Tarifs d'électricité* dans le but d'éviter toute confusion avec les *Conditions de service d'électricité*. Par ailleurs, dans un souci d'harmonisation avec les *Conditions de service d'électricité* et en cohérence avec le fait que la relation d'affaires du client s'effectue avec Hydro-Québec, le terme « Distributeur » est remplacé par « Hydro-Québec » dans le document.
- Une précision est apportée à l'article 2.17 à l'effet que le tarif DM s'applique aux abonnements qui y ont déjà été admissibles au 31 mai 2009 et non uniquement à ceux qui y ont déjà été assujettis.
- La définition du système biénergie de l'article 2.26 est modifiée pour indiquer qu'il s'agit d'un système de chauffage central. De plus, l'article 2.27 relatif aux caractéristiques du système biénergie au tarif DT est modifié de manière à ce que seule la capacité en mode combustible du système soit tenue de fournir toute la chaleur nécessaire au chauffage des locaux visés. Cette modification permet de rendre admissible à ce tarif de gestion de la pointe tout système biénergie dont la capacité en mode combustible permet un effacement complet du chauffage électrique sous le seuil de température défini par le Distributeur et répondant aux autres conditions d'admissibilité.
- Une modification est apportée à l'article 2.36 pour clarifier que le tarif DT peut s'appliquer même si plusieurs branchements desservent une exploitation agricole (voir la section 4.1.1). Toutefois, il est précisé que seul le branchement alimentant le système biénergie est admissible au tarif DT s'il respecte les conditions énoncées.
- L'article 3.4 est modifié afin de pouvoir appliquer le tarif G-9 aux clients dont le facteur d'utilisation moyen des 12 dernières périodes de consommation est inférieur à 26 %. Cela permet d'éviter d'appliquer le tarif M à des abonnements pour lesquels le tarif G-9 est plus avantageux.
- Les articles 4.4, 4.5 et 4.6 du tarif M ainsi que l'article 10.1 sont modifiés puisque, comme le mécanisme de puissance souscrite n'est plus appliqué au tarif LG, le passage d'un client du tarif M au tarif LG, et inversement, doit se faire en vertu de l'article 10.1. Il faut noter que cette modification avait également été apportée en avril 2011 dans le cas du passage entre les tarifs G et M à la suite du remplacement de la puissance souscrite au tarif M.
- Afin de tenir compte du cas d'un client ayant un historique de plus de 12 périodes, mais dont le profil de consommation historique n'est pas représentatif de son profil anticipé à la suite du rodage, une nouvelle disposition est ajoutée à l'article 4.41 actuel afin de permettre au Distributeur de facturer la consommation de ce client au

moyen de l'article 4.42 actuel qui s'applique dans le cas d'un client ayant un historique de moins de 12 périodes au tarif M. Cette modification permet de facturer le client selon le profil anticipé après l'ajout d'équipement, l'article 4.42 permettant un rajustement de facture en fonction du profil enregistré au cours des 3 périodes de consommation suivant le rodage.

- Trois nouvelles interventions à prix forfaitaire sont ajoutées à l'article 12.9 telles qu'elles sont proposées à la pièce HQD-13, document 4. Il s'agit de la modification d'un coffret de branchement basse tension en aérien, du déplacement de branchement basse tension en aérien et de l'entretien préventif moyenne tension en aérien ou souterrain.

4. SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

4.1. Mesures visant les exploitations agricoles

4.1.1. Tarif DT

Dans sa décision D-2013-174, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles et lui demandait de faire un suivi afin de s'assurer que l'offre tarifaire proposée demeure équilibrée et bien adaptée aux besoins des exploitations agricoles. Plus spécifiquement, la Régie demandait au Distributeur de faire un suivi du profil de consommation des exploitations agricoles, de présenter une analyse montrant comment ces nouveaux clients affectent la rentabilité du tarif et, selon les résultats de cette analyse, de proposer des modifications aux conditions d'admissibilité au tarif DT afin d'améliorer l'offre tarifaire.

Depuis le 31 octobre 2013, date à laquelle les exploitations agricoles ont eu accès au tarif DT, une trentaine de clients titulaires d'un ou de plusieurs abonnements, dont plus de la moitié sont des serristes, ont contacté Hydro-Québec pour avoir plus d'information sur le tarif DT. Jusqu'à présent, deux clients ont officiellement souscrit au tarif DT. Il s'agit de deux serres maraîchères dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas. Comme anticipé, ces clients ont bénéficié d'économies de facture depuis leur adhésion au tarif DT. La nouveauté de cette offre, plus particulièrement son entrée en vigueur peu avant le début de l'hiver 2013-2014, ainsi que les démarches et l'investissement requis pour la conversion du système de chauffage peuvent expliquer que les clients prennent du temps pour analyser cette nouvelle offre tarifaire avant d'y adhérer.

Pour analyser l'impact sur la rentabilité du tarif DT, le Distributeur doit disposer d'au moins une année complète de données de consommation pour un nombre significatif d'exploitations agricoles, ce qui n'est pas le cas actuellement. Néanmoins, il est possible d'affirmer que l'addition de deux clients agricoles au parc biénergie existant n'affecte pas la rentabilité du tarif DT.

En ce qui concerne les conditions d'admissibilité, rien n'indique pour le moment que le critère de 50 % de la puissance installée représente un obstacle à l'adhésion. En effet, outre trois clients qui ne souhaitaient pas installer un système biénergie et deux clients qui n'étaient pas admissibles aux tarifs domestiques, aucun de ceux qui ont contacté le Distributeur n'a indiqué que les conditions d'admissibilité représentaient une contrainte à son adhésion au tarif DT. Le Distributeur s'engage néanmoins à faire un suivi de cet aspect dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

Quant aux caractéristiques du système biénergie admissible au tarif DT, le Distributeur propose, comme mentionné à la section 3.9, une modification à l'article 2.27 des Tarifs de manière à ce que seul en mode combustible, la capacité du système biénergie doive être suffisante pour fournir toute la chaleur nécessaire au chauffage des locaux visés. Cette modification touche tous les clients au tarif DT, incluant les exploitations agricoles. Par ailleurs, le Distributeur propose une modification à l'article 2.36 afin de préciser l'application du tarif DT lorsque plusieurs branchements alimentent l'exploitation agricole. Cette modification éliminera un obstacle à l'application du tarif DT pour certaines exploitations agricoles, notamment les serres ayant jadis adhéré au tarif BT pour lesquelles deux branchements étaient autorisés et les exploitations agricoles dont les activités commerciales ou industrielles font l'objet d'un second branchement.

4.1.2. Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

Dans sa décision D-2013-174, la Régie demandait au Distributeur de dresser un bilan des caractéristiques des exploitations agricoles qui se seront prévaluées de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse. Elle demandait également au Distributeur d'évaluer la possibilité de réduire le seuil d'admissibilité à l'option présentement fixé à 400 kW et de déposer les résultats de cette évaluation et une proposition, le cas échéant, lors du prochain dossier tarifaire.

Au 1^{er} juillet 2014, douze abonnements étaient facturés à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse et, pour dix d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Dix de ces abonnements ont une consommation de base facturée au tarif M alors que pour deux d'entre eux, elle est facturée au tarif D. Les puissances de référence varient entre 25 et 425 kW. La majorité des clients ont complété leur adhésion à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse au cours du mois de janvier 2014. Durant le reste de l'hiver, la consommation à l'électricité additionnelle a été interdite pendant moins de 20 heures. Sur les douze abonnements, seuls quatre ont eu à s'interrompre pendant les 16 périodes de restriction de l'hiver 2013-2014, d'une durée de 4 à 5 heures chacune, pour un total de 76 heures. Comme anticipé, les clients ont bénéficié d'économies sur leur facture.

Par ailleurs, une vingtaine d'autres clients ont contacté le Distributeur au sujet de l'option mais la plupart d'entre eux n'y étaient pas admissibles, soit parce que leur puissance maximale appelée était largement inférieure au seuil requis ou qu'ils n'utilisaient pas

1 l'électricité pour l'éclairage de photosynthèse. Enfin, trois clients se qualifiant à l'option n'ont
2 toujours pas signifié leur intention d'y souscrire.

3 Le Distributeur considère que sans un historique d'au moins un an et notamment, un hiver
4 complet de consommation, il est prématuré d'envisager des modifications aux modalités
5 tarifaires. Par conséquent, il entend revenir à la Régie sur cet aspect dans le prochain
6 dossier tarifaire. En outre, il pourra alors également évaluer dans quelle mesure cette option
7 contribue à augmenter la consommation d'électricité des producteurs en serre.

4.2. Tarification applicable au nord du 53^e parallèle

8 Dans sa décision D-2014-037, la Régie a approuvé la stratégie de mise à jour des tarifs
9 applicables au nord du 53^e parallèle proposée par le Distributeur et a accepté le report de la
10 mise en application de la hausse graduelle du prix de la 2^e tranche des tarifs résidentiels au
11 1^{er} avril 2015. De plus, la Régie encourageait le Distributeur à collaborer avec toutes les
12 parties visées afin de mettre en place des mesures permettant de réduire la consommation
13 en 2^e tranche des clients du Nunavik. Elle lui demandait notamment de présenter un plan de
14 réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux alimentés par
15 une centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à
16 quatre ans.

17 À cet égard, le Distributeur a poursuivi en 2014 les discussions amorcées à l'automne 2013
18 avec l'Administration régionale Kativik, l'Office municipal d'habitation Kativik et la Société
19 Makivik. La section 3.5 de la pièce HQD-10, document 1 présente les interventions en
20 efficacité énergétique qui seront déployées en 2014 et 2015 au Nunavik de même que les
21 actions entreprises en collaboration avec les parties concernées dans le but de réaliser, à
22 l'automne 2014, une étude sur la consommation d'électricité.

23 Cette étude auprès de la clientèle du Nunavik vise à recueillir de l'information sur ses
24 habitudes de consommation. Cette étude inclura des audits énergétiques dans une
25 cinquantaine de bâtiments. Les résultats permettront au Distributeur et aux parties
26 concernées de convenir d'un plan d'action visant la mise en place de mesures pour réduire
27 la consommation en 2^e tranche, notamment en ce qui a trait à l'usage de chauffage
28 électrique d'appoint.

29 Dans ce contexte, le Distributeur propose de suspendre temporairement l'ajustement des
30 tarifs résidentiels au nord du 53^e parallèle qui devait débiter le 1^{er} avril 2015, afin de mener à
31 terme ces travaux avec les parties concernées et de convenir des mesures à implanter. Le
32 Distributeur présentera à la Régie un suivi à ce sujet lors du prochain dossier tarifaire.

33 Enfin, la Régie demandait au Distributeur :

34 « [...] de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa
35 stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans
36 les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les

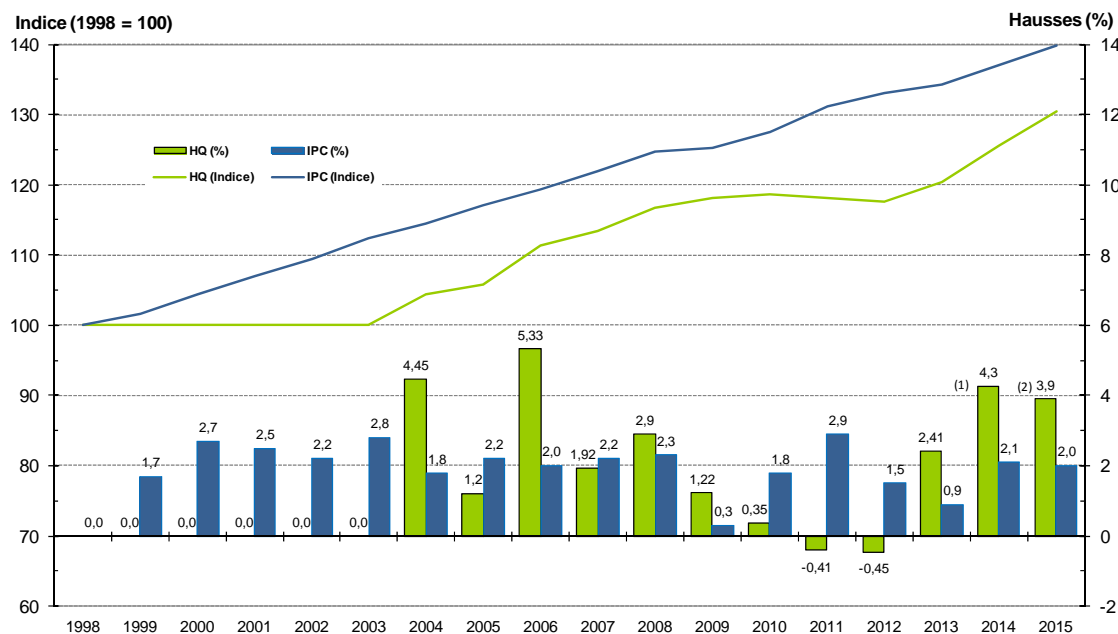
1 factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et,
2 entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint.¹⁴ »

3 Le Distributeur souligne qu'il exploite déjà les données de consommation utilisées à des fins
4 de facturation pour aider les organismes gérant la très grande majorité des factures de la
5 clientèle résidentielle à mieux orienter leurs interventions en efficacité énergétique. Ces
6 données servent notamment d'intrants pour identifier les clients visés par l'étude. Bien que
7 les compteurs de nouvelle génération mesurent la consommation totale sans distinction pour
8 les usages spécifiques comme le chauffage, ils permettront aux clients, une fois le
9 déploiement complété, d'avoir accès en ligne à des outils de gestion de la consommation,
10 tout comme pour la clientèle du réseau intégré.

¹⁴ Décision D-2014-037, paragraphe 762.

ANNEXE A

**Figure A-1 :
Évolution des tarifs d'électricité et des prix à la consommation 1998-2015**



1) Hausse de 4,27 % pour tous les tarifs à l'exception du tarif L pour lequel la hausse est de 3,45 %.
2) Hausse de 3,9 % pour tous les tarifs à l'exception du tarif L pour lequel la hausse est de 3,5 %.

**Tableau A-1 :
Hausse tarifaires des distributeurs d'électricité au Canada**

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
Hausse tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2013	2,41 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
	1 ^{er} avril 2014	4,27 %	
BC Hydro (BC)	1 ^{er} avril 2013	1,44 %	
	1 ^{er} avril 2014	9,00 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 ^{er} octobre 2013	2,0 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 ^{er} avril 2013	6,7 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} avril 2014	-9,5 % ⁽¹⁾	Baisse de la composante fourniture
EPCOR Energy (AB)	1 ^{er} avril 2013	7,7 % ⁽¹⁾	Baisse de la composante fourniture
	1 ^{er} avril 2014	-14,5 % ⁽¹⁾	
Hydro Ottawa (ON) ⁽²⁾	1 ^{er} novembre 2013	3,6 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2014	3,5 % ⁽¹⁾	
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} mai 2013	3,5 %	
	1 ^{er} mai 2014	2,75 %	
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} mars 2013	2,2 %	Hausse du client domestique moyen
	1 ^{er} mars 2014	2,2 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 ^{er} juillet 2013	-3,0 %	
	1 ^{er} juillet 2014	2,0 %	
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} juillet 2013	-3,1 %	
	1 ^{er} juillet 2014	2,0 %	
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 ^{er} janvier 2014	5,5 %	
Toronto Hydro (ON) ⁽²⁾	1 ^{er} novembre 2013	3,5 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2014	3,0 % ⁽¹⁾	
Hausse tarifaires demandées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2015	3,9 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
BC Hydro (BC) ⁽³⁾	1 ^{er} avril 2015	6,0 %	
Maritime Electric	1 ^{er} mars 2015	2,2 %	Hausse du client domestique moyen
NB Power	1 ^{er} octobre 2014	2,0 %	
	1 ^{er} octobre 2015	2,0 %	
SaskPower (SK)	1 ^{er} janvier 2015	5,0 %	
	1 ^{er} janvier 2016	5,0 %	

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

2) Hausse prévues en Ontario d'ici 2016 de l'ordre de 30 % (Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario).

3) De 2016 à 2018, hausses maximales de 4 %, 3,5 % et 3 % respectivement. Par la suite, hausses fixées par la BCUC.

Tableau A-2 :
Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif D

kWh		625	750	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2014)								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 ^e tranche	\$	34,81	41,78	50,13	50,13	50,13	50,13	50,13
2 ^e tranche	\$	-	-	8,26	90,86	173,46	256,06	338,66
Total	\$	47,00	53,97	70,58	153,18	235,78	318,38	400,98
	¢/kWh	7,52	7,20	7,06	7,66	7,86	7,96	8,02
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2015)								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 ^e tranche	\$	35,75	42,90	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48
2 ^e tranche	\$	-	-	8,72	95,92	183,12	270,32	357,52
Total	\$	47,94	55,09	72,39	159,59	246,79	333,99	421,19
	¢/kWh	7,67	7,35	7,24	7,98	8,23	8,35	8,42
Écart								
	\$	0,94	1,12	1,81	6,41	11,01	15,61	20,21
	%	2,0%	2,1%	2,6%	4,2%	4,7%	4,9%	5,0%

Tableau A-3 :
Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif G

	kW	6	14	40	55
	kWh	750	2 000	10 000	15 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2014)					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	70	188	938	1 407
2 ^e tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	83
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	83
Total	\$	83	200	950	1 503
	¢/kWh	11,02	10,00	9,50	10,02
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2015)					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	73	195	975	1 463
2 ^e tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	87
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	87
Total	\$	85	207	987	1 562
	¢/kWh	11,39	10,37	9,87	10,41
Écart					
	\$	3	7	37	59
	%	3,4%	3,7%	3,9%	3,9%

Tableau A-4 :
Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif M

	kW	55	100	500	1 000	2 500
	kWh	20 000	25 000	200 000	400 000	1 170 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2014)						
Énergie						
1 ^{re} tranche	\$	942	1 178	9 420	9 891	9 891
2 ^e tranche	\$	-	-	-	6 688	33 792
Puissance						
Prime	\$	774	1 407	7 035	14 070	35 175
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	(2 400)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	(431)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>774</i>	<i>1 407</i>	<i>7 035</i>	<i>14 070</i>	<i>32 345</i>
Total	\$	1 716	2 585	16 455	30 649	76 028
	¢/kWh	8,58	10,34	8,23	7,66	6,50
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2015)						
Énergie						
1 ^{re} tranche	\$	984	1 230	9 840	10 332	10 332
2 ^e tranche	\$	-	-	-	6 954	35 136
Puissance						
Prime	\$	799	1 452	7 260	14 520	36 300
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	(2 460)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	(446)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>799</i>	<i>1 452</i>	<i>7 260</i>	<i>14 520</i>	<i>33 394</i>
Total	\$	1 783	2 682	17 100	31 806	78 862
	¢/kWh	8,91	10,73	8,55	7,95	6,74
Écart						
	\$	67	98	645	1 157	2 834
	%	3,9%	3,8%	3,9%	3,8%	3,7%

Tableau A-5 :
Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif LG

	kW kWh	5 000 2 340 000	5 000 3 060 000	10 000 5 760 000	30 000 17 520 000	50 000 23 400 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2014)						
Énergie	\$	75 816	99 144	186 624	567 648	758 160
Puissance						
Prime	\$	63 900	63 900	127 800	383 400	639 000
Crédits						
25 kV	\$	(4 800)	(4 800)	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 250)	(78 750)	(131 250)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(861)	(861)	(1 722)	(5 166)	(8 610)
<i>Sous-total</i>	\$	58 239	58 239	99 828	299 484	499 140
Total	\$	134 055	157 383	286 452	867 132	1 257 300
	¢/kWh	5,73	5,14	4,97	4,95	5,37
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2015)						
Énergie	\$	79 326	103 734	195 264	593 928	793 260
Puissance						
Prime	\$	65 700	65 700	131 400	394 200	657 000
Crédits	\$					
25 kV	\$	(4 920)	(4 920)	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 940)	(80 820)	(134 700)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(893)	(893)	(1 785)	(5 355)	(8 925)
<i>Sous-total</i>	\$	59 888	59 888	102 675	308 025	513 375
Total	\$	139 214	163 622	297 939	901 953	1 306 635
	¢/kWh	5,95	5,35	5,17	5,15	5,58
Écart						
	\$	5 159	6 239	11 487	34 821	49 335
	%	3,8%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%

Tableau A-6 :
Exemples de calcul de factures mensuelles 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
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2014)								
Énergie	\$	74 178	97 002	182 592	555 384	741 780	970 020	1 038 175
Puissance								
Prime	\$	63 150	63 150	126 300	378 900	631 500	631 500	631 500
Crédits								
25 kV	\$	(4 800)	(4 800)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 250)	(78 750)	(131 250)	(131 250)	(131 250)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(861)	(861)	(1 722)	(5 166)	(8 610)	(8 610)	(8 610)
<i>Sous-total</i>	\$	57 489	57 489	98 328	294 984	491 640	491 640	491 640
Total	\$	131 667	154 491	280 920	850 368	1 233 420	1 461 660	1 529 815
	¢/kWh	5,63	5,05	4,88	4,85	5,27	4,78	4,67
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2015)								
Énergie	\$	77 220	100 980	190 080	578 160	772 200	1 009 800	1 080 750
Puissance								
Prime	\$	64 650	64 650	129 300	387 900	646 500	646 500	646 500
Crédits								
25 kV	\$	(4 920)	(4 920)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 940)	(80 820)	(134 700)	(134 700)	(134 700)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(893)	(893)	(1 785)	(5 355)	(8 925)	(8 925)	(8 925)
<i>Sous-total</i>	\$	58 838	58 838	100 575	301 725	502 875	502 875	502 875
Total	\$	136 058	159 818	290 655	879 885	1 275 075	1 512 675	1 583 625
	¢/kWh	5,81	5,22	5,05	5,02	5,45	4,94	4,84
Écart								
	\$	4 391	5 327	9 735	29 517	41 655	51 015	53 810
	%	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%	3,4%	3,5%	3,5%

Tableau A-7 :
Revenus par composantes des tarifs domestiques
selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2014¹⁵

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif D		
Redevance (¢/jour)	40,64	510
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,57	1 679
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,26	2 560
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	3,8
Prime de puissance - Été (\$/kW)	2,52	2,5
Total		4 755
Tarif DM		
Redevance (¢/jour)	40,64	30
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,57	97
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,26	52
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	1,2
Prime de puissance - Été (\$/kW)	2,52	0,3
Total		179
Tarif DT		
Redevance (¢/jour)	40,64	19
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,56	129
Énergie - Pointe (¢/kWh)	23,69	39
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,5
Prime de puissance - Été (\$/kW)	2,52	0,3
Total		187

¹⁵ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013.

Tableau A-8 :
Revenus par composantes des tarifs généraux et industriel
selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2014¹⁶

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif G		
Redevance ¹ (\$/mois)	12,33	39
Énergie - 15 090 premiers kWh (¢/kWh)	9,38	853
Reste de l'énergie (¢/kWh)	5,62	17
Prime de puissance ² (> 50 kW) (\$/kW)	16,68	18
Total		926
Tarif M		
Énergie - 210 000 premiers kWh (¢/kWh)	4,71	1 002
Reste de l'énergie (¢/kWh)	3,52	327
Prime de puissance ² (\$/kW)	14,07	1 066
Total		2 394
Tarif LG		
Énergie (¢/kWh)	3,24	279
Prime de puissance ² (\$/kW)	12,78	198
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	7,47	1
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	22,41	4
Total		479
Tarif L		
Énergie (¢/kWh)	3,17	881
Prime de puissance ² (\$/kW)	12,63	464
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	7,38	0
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	22,14	0
Total		1 345

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.

¹⁶ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013.

**Tableau A-9 :
Description de la clientèle aux tarifs domestiques¹⁷**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif D			
Clientèle résidentielle			
Chauffage tout électrique	2 492 138	47 522	3 676
Sans puissance facturée	2 489 761	46 932	3 624
Avec puissance facturée	2 377	590	52
Autres types de chauffage	918 599	12 102	956
Sans puissance facturée	917 848	11 918	940
Avec puissance facturée	751	184	16
<i>Total clientèle résidentielle</i>	<i>3 410 737</i>	<i>59 624</i>	<i>4 632</i>
Clientèle agricole			
Sans puissance facturée	36 628	1 146	92
Avec puissance facturée	1 797	354	31
<i>Total clientèle agricole</i>	<i>38 425</i>	<i>1 500</i>	<i>122</i>
Total - Tarif D			
Sans puissance facturée	3 444 237	59 996	4 656
Avec puissance facturée	4 925	1 128	99
<i>Total clientèle domestique au tarif D</i>	<i>3 449 162</i>	<i>61 124</i>	<i>4 755</i>
Tarif DM			
Clientèle résidentielle			
Chauffage tout électrique	14 748	1 943	147
Sans puissance facturée	13 196	1 118	84
Avec puissance facturée	1 552	825	63
Autres types de chauffage	5 114	388	30
Sans puissance facturée	4 941	276	21
Avec puissance facturée	173	111	8
<i>Total clientèle résidentielle</i>	<i>19 862</i>	<i>2 331</i>	<i>177</i>
Clientèle agricole			
Sans puissance facturée	236	15	1
Avec puissance facturée	56	17	1
<i>Total clientèle agricole</i>	<i>292</i>	<i>32</i>	<i>3</i>
Total - Tarif DM			
Sans puissance facturée	18 373	1 409	107
Avec puissance facturée	1 781	953	73
<i>Total clientèle domestique au tarif DM</i>	<i>20 154</i>	<i>2 363</i>	<i>179</i>
Tarif DT	123 616	2 987	187

¹⁷ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2014.

**Tableau A-10 :
Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel¹⁸**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif G			
Agricole	1 555	43	4
Dont la puissance est facturée	60	7	1
Commercial	207 348	7 872	776
Dont la puissance est facturée	10 249	1 335	134
Industriel	12 380	545	55
Dont la puissance est facturée	1 195	144	15
Institutionnel	20 563	870	86
Dont la puissance est facturée	2 219	293	29
Résidentiel	2 041	64	6
Dont la puissance est facturée	78	11	1
Total	243 887	9 394	926
Dont la puissance est facturée	13 801	1 789	181
% avec puissance facturée	6%	19%	19%
Tarif M			
Agricole	147	134	11
Commercial	18 574	16 782	1 325
Industriel	3 882	8 142	630
Institutionnel	3 899	5 277	411
Résidentiel	168	207	16
Total	26 670	30 543	2 394
Tarif LG			
Commercial	59	2 759	155
Institutionnel	25	1 373	79
Réseaux municipaux	16	4 488	245
Total	100	8 620	479
Tarif L	138	27 797	1 345

¹⁸ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2014.