

## **STRATÉGIE TARIFAIRE**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE .....</b>	<b>7</b>
<b>2.</b>	<b>HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017 ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE.....</b>	<b>7</b>
<b>3.</b>	<b>STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES.....</b>	<b>13</b>
3.1.	Tarif D.....	14
3.1.1.	<i>Structure cible.....</i>	14
3.1.2.	<i>Scénario d’implantation .....</i>	18
3.1.3.	<i>Stratégie d’amélioration du signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche.....</i>	19
3.1.4.	<i>Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2017 .....</i>	23
3.2.	Tarif DP .....	23
3.2.1.	<i>Structure cible.....</i>	23
3.2.2.	<i>Procédure de transfert proactif entre les tarifs D et DP .....</i>	25
3.2.3.	<i>Scénario d’implantation .....</i>	26
3.2.4.	<i>Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2017 .....</i>	29
3.3.	Tarif DM.....	30
3.3.1.	<i>Révision du tarif DM .....</i>	30
3.3.2.	<i>Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2017 .....</i>	32
3.4.	Tarif DT .....	33
3.4.1.	<i>Révision du tarif DT .....</i>	33
3.4.2.	<i>Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2017 .....</i>	35
3.4.3.	<i>Facturation de la puissance au tarif DT.....</i>	35
3.5.	Tarifs domestiques applicables en réseaux autonomes au nord du 53 <sup>e</sup> parallèle ...	37
3.5.1.	<i>Seuil de la 1<sup>re</sup> tranche .....</i>	38
<b>4.</b>	<b>MODIFICATIONS À L’OFFRE TARIFAIRE .....</b>	<b>39</b>
4.1.	Projet pilote visant l’alimentation des bornes de recharge de véhicules électriques de 400 V et plus à courant continu .....	40
4.1.1.	<i>Contexte .....</i>	40
4.1.2.	<i>Portrait de la recharge au Québec.....</i>	41
4.1.3.	<i>Bornes de recharge de 400 V et plus à courant continu.....</i>	42
4.1.4.	<i>Balisage.....</i>	44
4.1.5.	<i>Tarif expérimental proposé .....</i>	44
4.1.6.	<i>Suivi.....</i>	47
4.2.	Autres modifications .....	47
<b>5.</b>	<b>SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE.....</b>	<b>48</b>
5.1.	Mesures visant les exploitations agricoles .....	48
5.1.1.	<i>Tarif DT.....</i>	49
5.1.2.	<i>Électricité additionnelle pour l’éclairage de photosynthèse .....</i>	49
5.2.	Tarif de développement économique .....	50
<b>ANNEXE A</b>	<b>.....</b>	<b>53</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Ajustement tarifaire différencié et indices d'interfinancement.....	8
Tableau 2 : Tarifs domestiques proposés pour 2017.....	9
Tableau 3 : Tarifs généraux et industriel proposés pour 2017.....	10
Tableau 4 : Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique.....	12
Tableau 5 : Impacts de la hausse proposée sur la facture des clientèles générale et industrielle.....	13
Tableau 6 : Structure cible proposée pour le tarif D .....	15
Tableau 7 : Structure cible proposée pour le tarif DP .....	24
Tableau 8 : Description des types de recharge .....	42
Tableau 9 : Exemples d'application du tarif BR .....	46
Tableau 10 : Simulation de la neutralité.....	51
Tableau A-1 : Hausses tarifaires des distributeurs d'électricité au Canada.....	56
Tableau A-2 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif D .....	57
Tableau A-3 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif G .....	58
Tableau A-4 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif M .....	59
Tableau A-5 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif LG .....	60
Tableau A-6 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif L.....	61
Tableau A-7 : Revenus par composantes des tarifs domestiques selon les tarifs en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2016 .....	62
Tableau A-8 : Revenus par composantes des tarifs généraux et industriel selon les tarifs en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2016 .....	63
Tableau A-9 : Description de la clientèle aux tarifs domestiques .....	64
Tableau A-10 : Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel .....	65

---

**LISTE DES FIGURES**

Figure 1 : Distribution des impacts de la hausse proposée pour la clientèle aux tarifs domestiques, généraux et industriel.....	11
Figure 2 : Distribution des impacts annualisés pour les clients au tarif D .....	16
Figure 3 : Impact annualisé moyen par tranche de consommation pour les clients au tarif D.....	17
Figure 4 : Dispersion des impacts annualisés par segment de clientèle au tarif D .....	18
Figure 5 : Position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel.....	21
Figure 6 : Impact moyen par tranche de consommation .....	22
Figure 7 : Distribution des impacts annualisés pour les clients au tarif DP .....	27
Figure 8 : Impact annualisé moyen par tranche de consommation pour les clients au tarif DP .....	28
Figure 9 : Dispersion des impacts annualisés par segment de clientèle au tarif DP.....	29
Figure 10 : Distribution des impacts annualisés pour les clients au tarif DM .....	31
Figure 11 : Impact annualisé moyen par tranche de consommation pour les clients au tarif DM.....	32



## 1. CONTEXTE

1 Ce document présente les modifications aux tarifs d'électricité du Distributeur en vigueur qui  
2 apparaissent au document *Tarifs d'électricité* (Tarifs)<sup>1</sup>.

3 La hausse tarifaire par catégorie de consommateurs et les impacts sur la clientèle sont  
4 détaillés à la section 2.

5 Dans la foulée des orientations retenues par la Régie dans sa décision D-2016-033<sup>2</sup>,  
6 l'ensemble des propositions relatives à la révision des tarifs domestiques ainsi que les suivis  
7 demandés les concernant, sont présentées à la section 3. Le Distributeur se prononce dans  
8 cette section sur un plan d'implantation des mesures retenues pour les prochaines années  
9 permettant d'atteindre les structures tarifaires cibles. Il présente ainsi ses propositions aux  
10 fins des tarifs applicables au 1<sup>er</sup> avril 2017. Le Distributeur entend soumettre à chaque année  
11 ses propositions visant l'atteinte progressive des cibles aux fins d'une approbation de la  
12 Régie.

13 Le Distributeur présente ensuite à la section 4 les modifications à l'offre tarifaire visant  
14 notamment sa proposition d'introduction d'un tarif expérimental applicable à l'alimentation  
15 des bornes de recharge de véhicules électriques.

16 Enfin, la section 5 fait état des suivis demandés par la Régie.

## 2. HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017 ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE

17 Pour l'année tarifaire 2017-2018, la hausse des tarifs permettant au Distributeur de récupérer  
18 son coût de service en 2017 est de 1,6 %, à l'exception des clients industriels de grande  
19 puissance pour lesquels la hausse est de 1,1 %<sup>3</sup>. Le Distributeur demande à la Régie  
20 d'approuver la hausse des tarifs à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017 selon les prix proposés à la  
21 pièce HQD-14, document 3<sup>4</sup>.

22 Afin de mettre en contexte la hausse tarifaire proposée, le Distributeur présente l'évolution  
23 des tarifs d'électricité et des prix à la consommation, à la figure A-1 de l'annexe A, et aux  
24 hausses tarifaires appliquées ailleurs au Canada, au tableau A-1 de la même annexe.

25 La hausse tarifaire pour chacune des catégories de consommateurs et les indices  
26 d'interfinancement sont présentés au tableau 1. Le Distributeur propose de reconduire la  
27 stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les petites et  
28 moyennes entreprises (PME), tout en visant des structures tarifaires mieux équilibrées.

---

<sup>1</sup> Les tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2016 ont été approuvés le 23 mars 2016 dans la décision finale D-2016-047 à la suite de la décision D-2016-033 sur le fond de la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année 2016-2017.

<sup>2</sup> Dossier R-3933-2015.

<sup>3</sup> Les clients industriels de grande puissance ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

<sup>4</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.

- 1 L'ajustement en faveur du tarif M se limite, encore cette année, uniquement aux revenus
- 2 additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme automatique de fixation de la
- 3 puissance à facturer minimale (PFM) au tarif LG, soit environ 3 M\$.

**TABLEAU 1 :  
AJUSTEMENT TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉ  
ET INDICES D'INTERFINANCEMENT**

Catégories de consommateurs	Reflète du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	1,6%	83,9 <sup>(2)</sup>
G	1,6%	119,4
M	1,5%	131,2
LG	2,2% <sup>(1)</sup>	108,7
Sous-total - Généraux	1,6%	125,0
Total	1,6%	98,3
Grands industriels	1,1%	113,9

<sup>1</sup> Incluant une hausse des prix de 1,6 % et des revenus de 3 M\$ associés au mécanisme de fixation de la PFM.

<sup>2</sup> L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 85,4.

- 4 Les tarifs domestiques au 1<sup>er</sup> avril 2017, incluant une hausse tarifaire de 1,6 %, sont
- 5 présentés au tableau 2. Le détail des modifications aux tarifs domestiques tenant compte
- 6 des orientations retenues par la Régie, de leur implantation et de la proposition au 1<sup>er</sup> avril
- 7 2017, est présenté à la section 3.



**TABLEAU 2 :  
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2017**

	Tarifs 2016	Tarifs 2017	Écart
<b>Tarif D</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	37,68	-7,3%
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/jour)	30	32	2
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	5,92	3,7%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	9,02	3,9%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	s.o.	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	s.o.	-
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	13,80	-
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,00	-
<b>Tarif DP <sup>1</sup></b>			
Redevance (\$/mois) <sup>2</sup>	12,19	6,10	-50,0%
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/mois) <sup>2</sup>	900	1 200	300
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	5,83	2,1%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	8,86	2,1%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	4,59	21,4%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	15,00	-
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	21,00	-
<b>Tarif DM</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	37,68	-7,3%
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/jour)	30	32	2
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	5,92	3,7%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	9,02	3,9%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	4,59	21,4%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	13,80	-
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,00	-
<b>Tarif DT</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	30,48	-25,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,60	4,60	-
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	26,91	26,91	-
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	4,59	21,4%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	13,80	-
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,00	-

<sup>1</sup> À titre illustratif, pour le nouveau tarif DP applicable aux clients facturés en puissance, le tarif D est présenté dans la colonne Tarifs 2016 puisqu'il s'agit du tarif actuellement en vigueur pour cette clientèle.

<sup>2</sup> Pour 2016, composante exprimée sur une base mensuelle.

1 L'application de la hausse tarifaire aux tarifs généraux et industriel se décline de la façon  
2 suivante :

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

12 Les tarifs G, M, LG et L au 1<sup>er</sup> avril 2017, incluant leur hausse tarifaire respective et tenant  
13 compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 3.

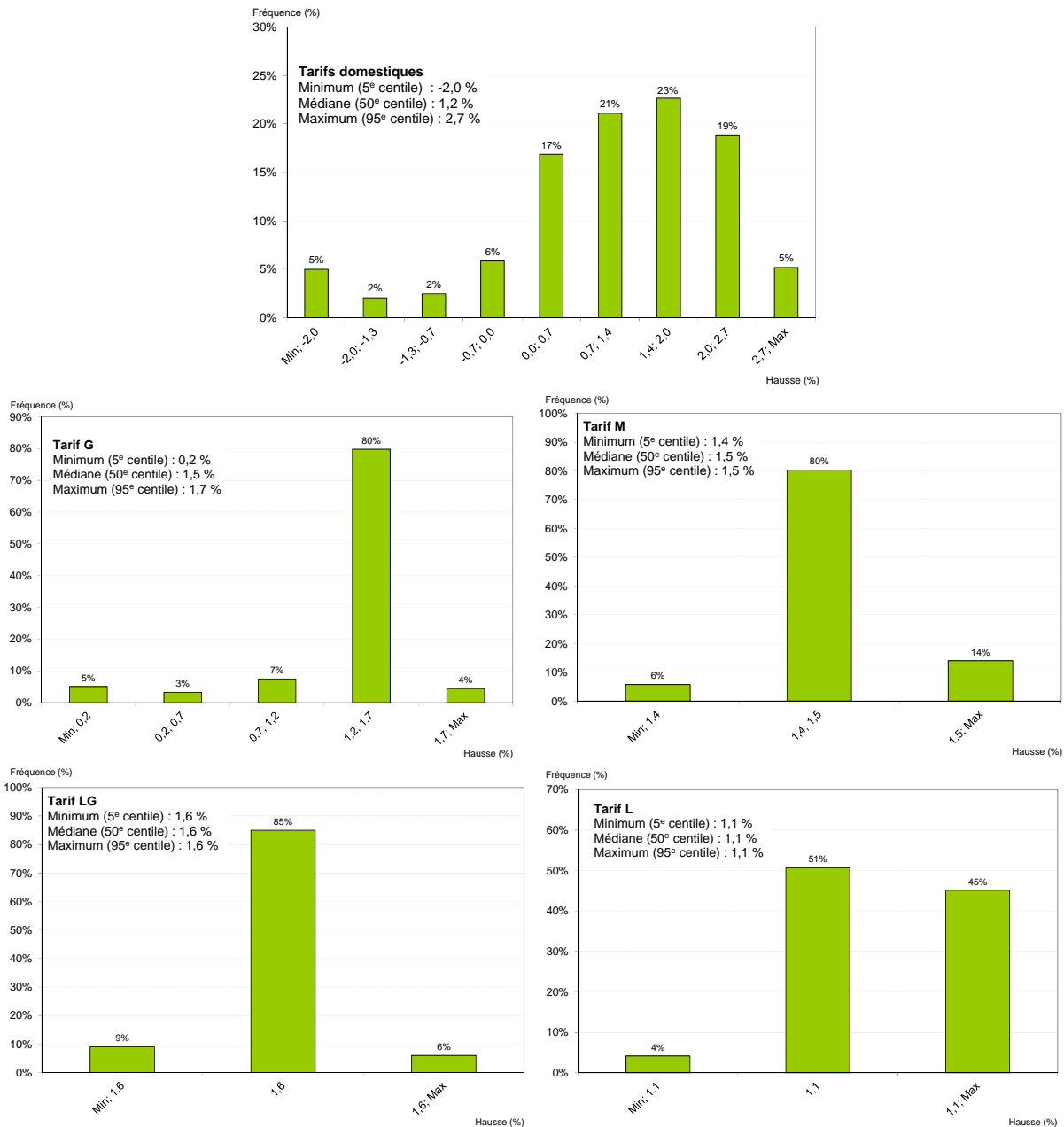
**TABLEAU 3 :  
TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL PROPOSÉS POUR 2017**

	Tarifs 2016	Tarifs 2017	Écart
<b>Tarif G</b>			
Redevance (\$/mois)	12,33	12,33	0,0%
Prime de puissance (\$/kW)	17,31	17,58	1,6%
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	9,71	9,87	1,6%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	6,60	6,99	5,9%
<b>Tarif M</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	14,37	14,55	1,3%
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	4,93	5,01	1,6%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	3,66	3,72	1,6%
<b>Tarif LG</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	13,05	13,23	1,4%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,39	3,45	1,8%
<b>Tarif L</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	12,87	12,99	0,9%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,26	3,30	1,2%

14 La distribution des impacts de la hausse tarifaire proposée pour la clientèle aux tarifs  
15 domestiques, généraux et industriel est montrée à la figure 1<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Excluant l'impact pour quelques réseaux municipaux associé au mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale (PFM) au tarif LG.

**FIGURE 1 :  
DISTRIBUTION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE POUR LA CLIENTÈLE  
AUX TARIFS DOMESTIQUES, GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL**



1 Les impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle d'électricité de la clientèle  
 2 domestique sont présentés au tableau 4. Les impacts sur la facture mensuelle des clientèles  
 3 générale et industrielle figurent au tableau 5<sup>6</sup>. Des exemples de calcul de factures pour des  
 4 consommations types sont illustrés aux tableaux A-2 à A-6 de l'annexe A.

<sup>6</sup> Excluant l'impact pour quelques réseaux municipaux associé au mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG.

**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	17 430	116,30	118,17	1,88	1,6%
Moyenne des clients D	17 306	116,07	118,13	2,06	1,8%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 784	125,45	127,74	2,29	1,8%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 416	91,40	92,86	1,46	1,6%
Moyenne des clients DP	206 131	1 588,81	1 616,62	27,81	1,8%
Moyenne des clients DM	118 810	771,26	778,86	7,60	1,0%
Moyenne des clients DT	23 375	131,74	128,71	-3,04	-2,3%
<b>Cas types d'habitation chauffée à l'électricité</b>					
Client à la 1 <sup>re</sup> tranche seulement	10 950	64,47	65,48	1,02	1,6%
Logement 5 ½	11 590	73,00	73,43	0,43	0,6%
Résidence unifamiliale					
111 m <sup>2</sup> (1 195 pi <sup>2</sup> )	20 494	134,61	136,97	2,36	1,8%
158 m <sup>2</sup> (1 701 pi <sup>2</sup> )	26 484	176,93	180,76	3,84	2,2%
207 m <sup>2</sup> (2 228 pi <sup>2</sup> )	32 054	217,12	222,23	5,11	2,4%
390 m <sup>2</sup> (4 198 pi <sup>2</sup> )	48 062	332,91	342,55	9,65	2,9%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	814,22	828,16	13,94	1,7%
<b>Segments de la clientèle au tarif D</b>					
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	161,76	164,47	2,71	1,7%
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	72,17	72,83	0,66	0,9%
Propriétaires non-TAE	14 982	97,64	98,87	1,23	1,3%
Locataires	11 315	75,15	75,89	0,75	1,0%
Clients MFR	14 153	94,23	95,52	1,29	1,4%
Clients agricoles	30 741	213,97	219,72	5,75	2,7%
<b>Segments de la clientèle au tarif DP</b>					
Clients résidentiels	226 901	1 757,85	1 788,90	31,05	1,8%
Clients agricoles	178 893	1 367,14	1 390,71	23,58	1,7%
<b>Consommations types mensuelles</b>					
625 kWh	7 500	47,88	48,30	0,42	0,9%
750 kWh	9 000	55,02	55,70	0,68	1,2%
1 000 kWh	12 000	72,26	71,74	-0,52	-0,7%
2 000 kWh	24 000	159,06	161,94	2,88	1,8%
3 000 kWh	36 000	245,86	252,14	6,28	2,6%
4 000 kWh	48 000	332,66	342,34	9,68	2,9%
5 000 kWh	60 000	419,46	432,54	13,08	3,1%

**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	(\$)	%
<b>Clients moyens</b>					
Moyenne des clients G	3 079	314	319	5	1,6%
Moyenne des clients M	79 994	6 278	6 369	91	1,5%
Moyenne des clients LG	7 098 554	410 717	417 364	6 647	1,6%
Moyenne des clients L	16 208 427	799 799	808 608	8 810	1,1%

### 3. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

1 À la lumière des travaux réalisés en séances de travail au printemps 2015 et des  
 2 commentaires formulés par les intervenants, le Distributeur a présenté les orientations qu'il  
 3 privilégiait concernant la stratégie relative aux tarifs domestiques dans le cadre de la  
 4 demande tarifaire 2016-2017<sup>7</sup>. Dans sa décision D-2016-033, la Régie s'est prononcée sur  
 5 un certain nombre d'orientations qui ont guidé le Distributeur dans l'élaboration de sa  
 6 proposition de révision des tarifs domestiques dont l'implantation débute le 1<sup>er</sup> avril 2017.

7 Ainsi, la Régie a accepté l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la  
 8 redevance d'abonnement actuelle<sup>8</sup> et la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie à 40 kWh  
 9 par jour<sup>9</sup>. En outre, la Régie demande que les modifications apportées à la structure du  
 10 tarif D soient compensées par une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche  
 11 d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> tranche.

12 La Régie a également accepté la création d'un nouveau tarif qui sera applicable aux grands  
 13 consommateurs domestiques pour qui la puissance est facturée. Le nouveau tarif DP est un  
 14 tarif mieux adapté à leur profil de consommation.

15 Par ailleurs, la Régie a demandé au Distributeur de proposer une implantation graduelle de  
 16 ces modifications, afin de préserver la stabilité tarifaire.

17 La prochaine section présente la structure cible proposée pour le tarif D, un plan  
 18 d'implantation ainsi qu'une proposition de modification du tarif au 1<sup>er</sup> avril 2017. L'introduction  
 19 du tarif DP, applicable aux clients de l'actuel tarif D dont la puissance maximale appelée a  
 20 été d'au moins 50 kW, fait l'objet de la section 3.2. Ensuite, sont abordées les modifications  
 21 proposées aux tarifs DM et DT. Finalement, le Distributeur présente les modifications  
 22 apportées aux tarifs domestiques au nord du 53<sup>e</sup> parallèle.

<sup>7</sup> Dossier R-3933-2015.

<sup>8</sup> Décision D-2016-033, paragraphes 955 et 956.

<sup>9</sup> Décision D-2016-033, paragraphes 978 et 979.

### 3.1. Tarif D

#### 3.1.1. Structure cible

1 La mise en œuvre des décisions de la Régie relatives à l'évolution des tarifs domestiques  
2 modifiera l'offre tarifaire réservée aux clients résidentiels et agricoles.

3 Ainsi, il est proposé que le tarif D soit désormais réservé aux clients dont la puissance  
4 maximale appelée est inférieure à 65 kW et que le tarif DP soit réservé aux clients dont la  
5 puissance maximale appelée est égale ou supérieure à 50 kW. Cette subdivision tarifaire  
6 permettra d'élaborer une stratégie tarifaire propre et mieux adaptée à chacune de ces  
7 clientèles. Le chevauchement du niveau d'admissibilité de la puissance maximale appelée  
8 entre 50 et 65 kW vise à assurer une meilleure continuité tarifaire entre les tarifs D et DP.

9 À terme, le tarif D n'inclura plus de redevance d'abonnement ni de prime de puissance, et la  
10 1<sup>re</sup> tranche d'énergie s'appliquera jusqu'à concurrence du produit de 40 kWh par le nombre  
11 de jours de la période de consommation. De plus, un montant mensuel minimal sera facturé  
12 à ceux qui ne consomment pas ou très peu, mais qui requièrent néanmoins le service  
13 électrique.

14 Il est proposé de fixer à terme le montant minimal de la facture à 20 \$ par mois pour  
15 l'alimentation en monophasé afin qu'en absence de consommation ou d'une consommation  
16 très faible<sup>10</sup>, le client contribue à un minimum de frais associés à son alimentation. Par  
17 ailleurs, ce montant minimal incitera les clients à ne pas maintenir inutilement un  
18 abonnement actif. Considérant les coûts plus élevés associés à l'alimentation en triphasé et  
19 conformément à la pratique actuelle applicable aux tarifs G, M et G-9<sup>11</sup>, il est proposé de  
20 fixer à 60 \$ par mois, soit trois fois plus que pour l'alimentation en monophasé, le montant  
21 minimal de la facture si l'alimentation est en triphasé.

22 Le tableau 6 présente la structure tarifaire cible du tarif D générant les mêmes revenus  
23 qu'avec la structure tarifaire actuelle.

---

<sup>10</sup> Cette consommation mensuelle est établie sur la base du montant de la facture minimale divisé par le prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie. Par exemple, avec les prix présentés au tableau 6, cette consommation correspondrait à 318 kWh (20 \$ divisés par 6,29 ¢/kWh).

<sup>11</sup> Articles 3.2, 4.2 et 4.10 des Tarifs.

**TABLEAU 6 :  
STRUCTURE CIBLE PROPOSÉE POUR LE TARIF D  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**

	Prix		Écart
	actuel	cible	
<b>Tarif D</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	0	-40,64
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/jour)	30	40	10
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	6,29	10%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	10,45	20%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	s.o.	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	s.o.	-
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	20,00	20,00
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	60,00	60,00

1 Le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des  
2 prix d'énergie, constitue une réallocation des revenus d'environ 400 M\$<sup>12</sup> de la composante  
3 fixe du tarif vers les composantes en énergie. En incluant la hausse du seuil de la  
4 1<sup>re</sup> tranche, l'ensemble des modifications ont pour effet d'accroître la progressivité du tarif D,  
5 la hausse plus rapide du prix de la 2<sup>e</sup> tranche accentuant d'autant plus cet effet.

6 Au global, ces changements contribuent à alléger la facture électrique des plus petits  
7 consommateurs, dont les ménages à faible revenu, tout en favorisant l'efficacité énergétique.  
8 Toutefois, compte tenu des impacts pour les plus grands clients, dont une part plus  
9 importante de la consommation s'effectue en 2<sup>e</sup> tranche, il est important pour assurer une  
10 stabilité tarifaire d'implanter ces changements d'une façon progressive.

11 Afin d'assurer une meilleure continuité entre le tarif D et le tarif DP auquel, à terme, la  
12 puissance sera facturée dès le premier kW (voir la section 3.2), et de favoriser une  
13 implantation plus graduelle des modifications envisagées, il est proposé de permettre aux  
14 clients domestiques de demeurer au tarif D si leur puissance maximale appelée a été  
15 inférieure à 65 kW au cours des 12 derniers mois. Ainsi, ces clients ne seraient plus sujets à  
16 une facturation de leurs appels de puissance mais seraient tout de même exposés à un  
17 signal de prix plus fort avec un prix de la 2<sup>e</sup> tranche plus élevé. Cette mesure s'apparente au  
18 domaine d'application du tarif G qui prévoit qu'un client admissible au tarif M peut demeurer  
19 au tarif G tant que sa puissance à facturer minimale est inférieure à 65 kW<sup>13</sup>.

20 Les règles de passage proposées entre le tarif D et le tarif DP, et inversement, sont décrites  
21 à la section 3.2.1.

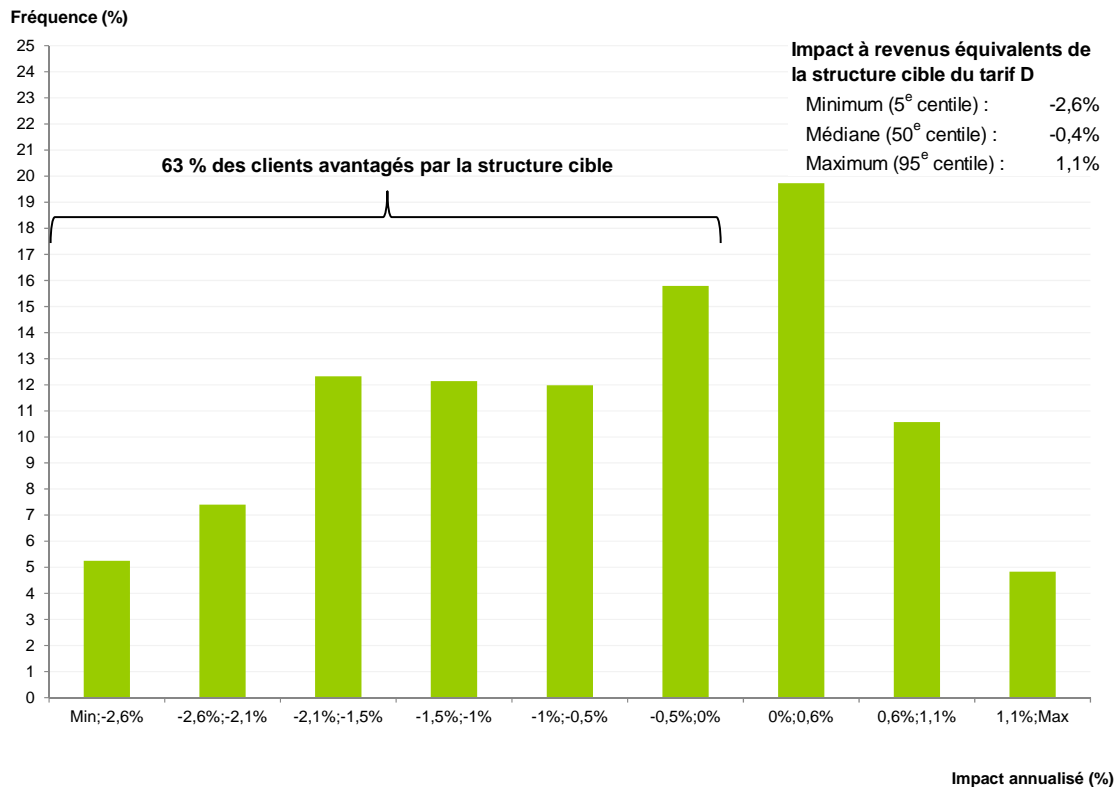
22 La figure 2 illustre la distribution des impacts pour les clients au tarif D dans l'hypothèse où  
23 les structures tarifaires proposées génèrent les mêmes revenus qu'avec la structure tarifaire

<sup>12</sup> Revenus de la facture minimale de 118 M\$ moins les revenus de 516 M\$ de la redevance.

<sup>13</sup> Article 3.4 des Tarifs.

- 1 actuelle. On peut y constater que 63 % des clients seront avantagés par les changements
- 2 proposés.

**FIGURE 2 :  
DISTRIBUTION DES IMPACTS ANNUALISÉS POUR LES CLIENTS AU TARIF D  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**

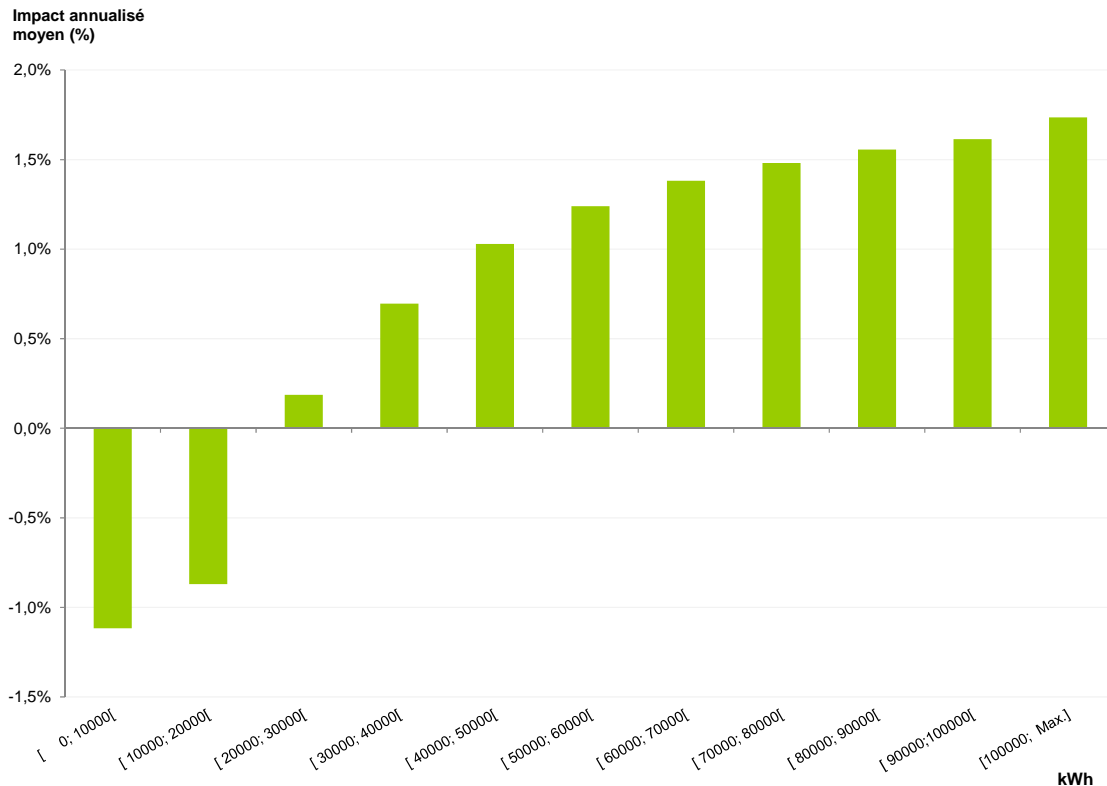


3 La figure 3 illustre la distribution de l'impact annualisé moyen par tranche de consommation  
 4 pour les clients au tarif D toujours dans l'hypothèse où les structures tarifaires proposées  
 5 génèrent les mêmes revenus qu'avec la structure tarifaire actuelle. On peut y constater des  
 6 impacts croissants à mesure que la consommation augmente.

7 De plus, bien que certains clients ayant très peu ou aucune consommation devront assumer  
 8 une facture minimale, les plus petits consommateurs continueront d'être avantagés par la  
 9 progressivité des prix du tarif D. Ils bénéficieront en plus de la réduction de la redevance et  
 10 de la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche.

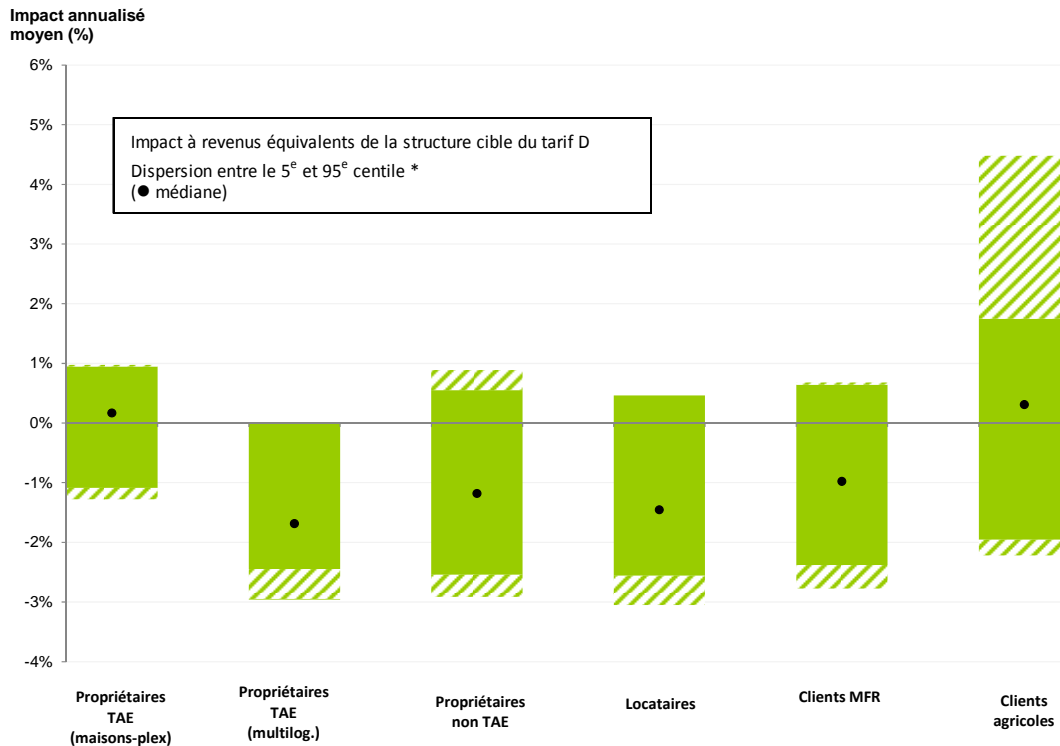


**FIGURE 3 :  
IMPACT ANNUALISÉ MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION  
POUR LES CLIENTS AU TARIF D  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**



- 1 La figure 4 présente la dispersion de l'impact annualisé des modifications proposées sur les
- 2 différents segments de clientèle. L'impact lié à la facture minimale est présenté distinctement
- 3 (zone hachurée des bâtonnets) pour relativiser le fait qu'une hausse en dollars appliquée sur
- 4 une petite facture résulte en un impact relatif important. De plus, cela permet de dégager
- 5 l'impact associé aux changements de structure pour la majorité des clients qui ne sont pas
- 6 touchés par la facture minimale.
- 7 On y constate ici également des impacts croissants en fonction de la consommation. En
- 8 effet, les plus petits clients comme les locataires, les ménages à faible revenu et les
- 9 propriétaires de multilogements bénéficieront davantage des modifications proposées. Seuls
- 10 les propriétaires de maisons qui chauffent à l'électricité ainsi que les exploitations agricoles
- 11 ont un impact médian légèrement au-dessus de zéro.

**FIGURE 4 :**  
**DISPERSION DES IMPACTS ANNUALISÉS PAR SEGMENT DE CLIENTÈLE AU TARIF D**  
**(À REVENUS ÉQUIVALENTS)**  
**TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**



\* La zone non hachurée représente la dispersion des impacts pour les clients qui ne sont pas touchés par la facture minimale.

### 3.1.2. Scénario d'implantation

1 Afin d'assurer une mise en œuvre graduelle des modifications proposées, le Distributeur a  
 2 élaboré un scénario d'implantation en faisant l'hypothèse que les hausses tarifaires  
 3 inférieures ou égales à l'inflation seront récupérées deux fois plus dans le prix de la  
 4 2<sup>e</sup> tranche que dans celui de la 1<sup>re</sup> tranche. Ce scénario vise à limiter la période  
 5 d'introduction des changements à l'intérieur d'une période maximale de 10 ans et à limiter la  
 6 hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne. Ce niveau d'impact  
 7 maximal a déjà été retenu par le passé par la Régie, notamment dans le cadre de la réforme  
 8 des tarifs généraux.

9 Le déploiement pourrait ainsi se faire comme suit :

- 10 • réduire et éliminer la redevance sur une période de 9 ans ;
- 11 • atteindre en 4 ans une facture minimale de 20 \$ par mois pour l'alimentation en  
 12 monophasé<sup>14</sup> et en 8 ans celle de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé  
 13 pour en étaler l'impact plus important ;

<sup>14</sup> La facture minimale serait fixée à 13,80 \$ la 1<sup>re</sup> année, soit 1,61 \$ de plus que l'équivalent de la redevance actuelle et augmenterait annuellement de l'ordre de 2 \$ pendant les trois années suivantes. La hausse de la

- 1           • hausser le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie de 2 kWh par jour annuellement  
2           pendant 5 ans pour atteindre 40 kWh par jour ;
- 3           • hausser, sous certaines conditions (voir la section 3.1.3), deux fois plus le prix de  
4           la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> tranche et fixer la hausse du prix de la  
5           2<sup>e</sup> tranche à 3 % de plus que la hausse tarifaire moyenne ;
- 6           • éliminer dès la 1<sup>re</sup> année les primes de puissance actuelles<sup>15</sup>.

7   Le passage vers la nouvelle structure du tarif D se ferait donc graduellement, soit sur une  
8   période de 9 ans, afin de limiter les impacts tarifaires à moins de 3 % de plus que la hausse  
9   moyenne. Le choix d'un niveau d'impact maximal moindre pour la clientèle aurait pour  
10  conséquence d'allonger la période d'implantation des modifications.

### 3.1.3.   *Stratégie d'amélioration du signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche*

11  À chaque année, le Distributeur entend soumettre ses propositions visant l'atteinte  
12  progressive de ces cibles aux fins d'une approbation de la Régie. Sa proposition annuelle  
13  tiendra compte du plan d'implantation proposé mais également de différents facteurs  
14  conjoncturels et tarifaires qui viendraient le moduler tels que :

- 15           • la hausse tarifaire demandée ;
- 16           • l'évolution du contexte énergétique ;
- 17           • la position concurrentielle de l'électricité ;
- 18           • la migration de clients du tarif D vers les tarifs généraux.

19  D'abord, dans l'éventualité d'un ajustement tarifaire nul ou à la baisse, le Distributeur pourrait  
20  proposer de ne pas apporter de modification à la structure du tarif et éviter ainsi, par  
21  exemple, d'abaisser des prix qui devraient ensuite être ajustés à la hausse. Il s'agit donc de  
22  ne pas appliquer des ajustements contraires à la structure cible visée à long terme.

23  De plus, dans son *Plan stratégique 2016-2020* qui place les clients au cœur des priorités  
24  d'Hydro-Québec, Hydro-Québec s'engage à limiter les hausses tarifaires à un niveau  
25  inférieur ou égal à l'inflation, afin que les Québécois continuent de bénéficier des tarifs les  
26  plus bas en Amérique du Nord. Cet engagement doit aussi se traduire par une offre tarifaire  
27  concurrentielle sur les marchés québécois. Les clients s'attendent à ce que le prix de  
28  l'électricité soit bas et concurrentiel particulièrement dans le contexte actuel de surplus  
29  énergétiques.

30  Ainsi, la prise en compte de l'évolution du contexte énergétique et de la position  
31  concurrentielle de l'électricité est cruciale. En effet, le déploiement de la réforme des tarifs  
32  domestiques s'inscrit dans une conjoncture marquée par une situation économique difficile,  
33  la faiblesse des prix des combustibles et une décroissance des ventes d'électricité totales

---

facture minimale pour l'alimentation en triphasé est fixée à 6 \$, soit environ trois fois celle appliquée pour l'alimentation en monophasé.

<sup>15</sup> La facturation de la puissance est déplacée au tarif DP. Voir la section 3.2.

1 dans le marché résidentiel (voir la pièce HQD-3, document 3, section 3.1 et la pièce HQD-4,  
2 document 2). Tous ces facteurs contribuent à la situation de surplus énergétiques et ont  
3 conduit le Distributeur à proposer des mesures tarifaires<sup>16</sup> afin d'accroître ses ventes et  
4 retrouver éventuellement l'équilibre entre l'offre et la demande au bénéfice de l'ensemble de  
5 la clientèle.

6 À l'égard de la position concurrentielle, bien que le Distributeur souscrive à l'orientation  
7 d'améliorer le signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche au tarif D, il est préoccupé par la rapidité et  
8 l'importance avec laquelle ce prix augmenterait au cours des prochaines années dans le  
9 contexte de la révision des tarifs domestiques.

10 Tel qu'illustré au tableau 6, la demande de la Régie de compenser les modifications à la  
11 structure du tarif D par une hausse annuelle deux fois plus élevée en 2<sup>e</sup> tranche qu'en  
12 1<sup>re</sup> tranche correspondrait, pour générer les mêmes revenus qu'avec la structure tarifaire  
13 actuelle, à une hausse de 20 % du prix de la 2<sup>e</sup> tranche. À cette hausse pourraient s'ajouter  
14 9 années de hausses tarifaires également récupérées deux fois plus sur le prix de la  
15 2<sup>e</sup> tranche que sur celui de la 1<sup>re</sup> tranche.

16 Cette progression rapide du prix de la 2<sup>e</sup> tranche pourrait engendrer des impacts tarifaires  
17 importants pour les plus grands consommateurs au tarif D, dont certaines exploitations  
18 agricoles, et détériorer la position concurrentielle de l'électricité facturée au tarif D par rapport  
19 au gaz naturel. Cette hausse rapide du prix de la 2<sup>e</sup> tranche vise directement le chauffage  
20 électrique qu'on ne peut systématiquement associer à du « gaspillage » compte tenu des  
21 besoins de chauffage au Québec.

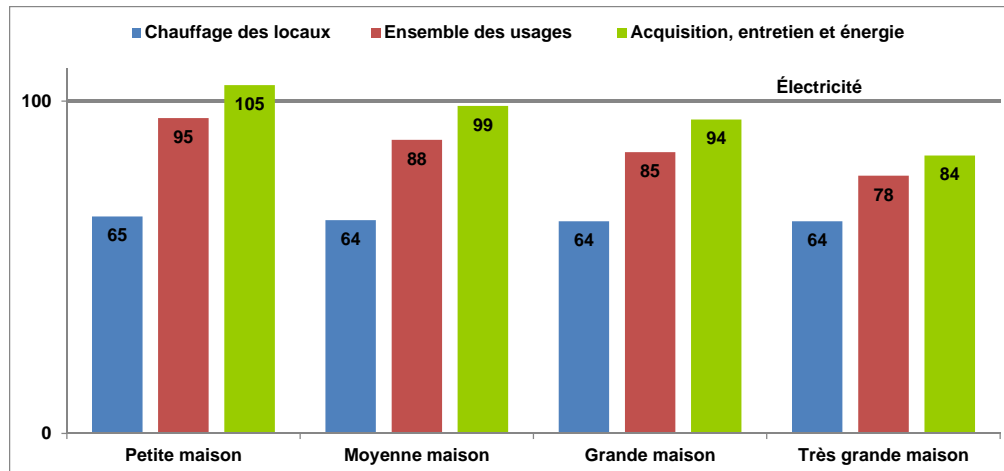
22 La baisse marquée des prix des combustibles au cours des dernières années a largement  
23 contribué à réduire la facture énergétique. Bien que le chauffage électrique avec plinthes  
24 demeure le choix le plus économique pour l'instant, le choix de l'électricité n'est pas toujours  
25 avantageux lorsque le consommateur opte pour un système de chauffage central.

26 Comme l'illustre la figure 5, le coût d'énergie du chauffage des locaux au gaz naturel pour  
27 tous les cas types est actuellement plus faible que celui du chauffage électrique pour un  
28 système électrique à air chaud. Le même constat prévaut en ce qui concerne la facture  
29 énergétique pour l'ensemble des usages.

---

<sup>16</sup> Notamment, le Tarif de développement économique et les mesures à l'intention des serriculteurs.

**FIGURE 5 :  
POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITÉ PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL  
(ÉLECTRICITÉ=100)  
SEPTEMBRE À AVRIL 2016**



1 Plus important encore, il serait plus avantageux d'opter pour l'acquisition d'un nouveau  
2 système au gaz naturel d'une efficacité de 90 % plutôt que d'installer un système électrique à  
3 air chaud pour les cas d'une maison moyenne, grande ou très grande et ce, sans prendre en  
4 considération l'aide financière qui pourrait être offerte pour l'acquisition de systèmes de  
5 chauffage au gaz naturel.

6 Le Distributeur est préoccupé par la perception négative de la clientèle domestique  
7 relativement à une position concurrentielle défavorable de l'électricité par rapport au gaz  
8 naturel ainsi que par son effet à long terme sur les décisions des consommateurs. Le fait  
9 d'augmenter de façon plus importante le prix de la 2<sup>e</sup> tranche amplifierait cette perception  
10 négative. Malgré que des facteurs comme la perception du produit, la disponibilité du réseau  
11 gazier et la volatilité des prix des combustibles militent en faveur du chauffage électrique,  
12 des hausses plus importantes et répétées du prix de la 2<sup>e</sup> tranche au tarif D pourraient à  
13 terme avoir raison de ces facteurs.

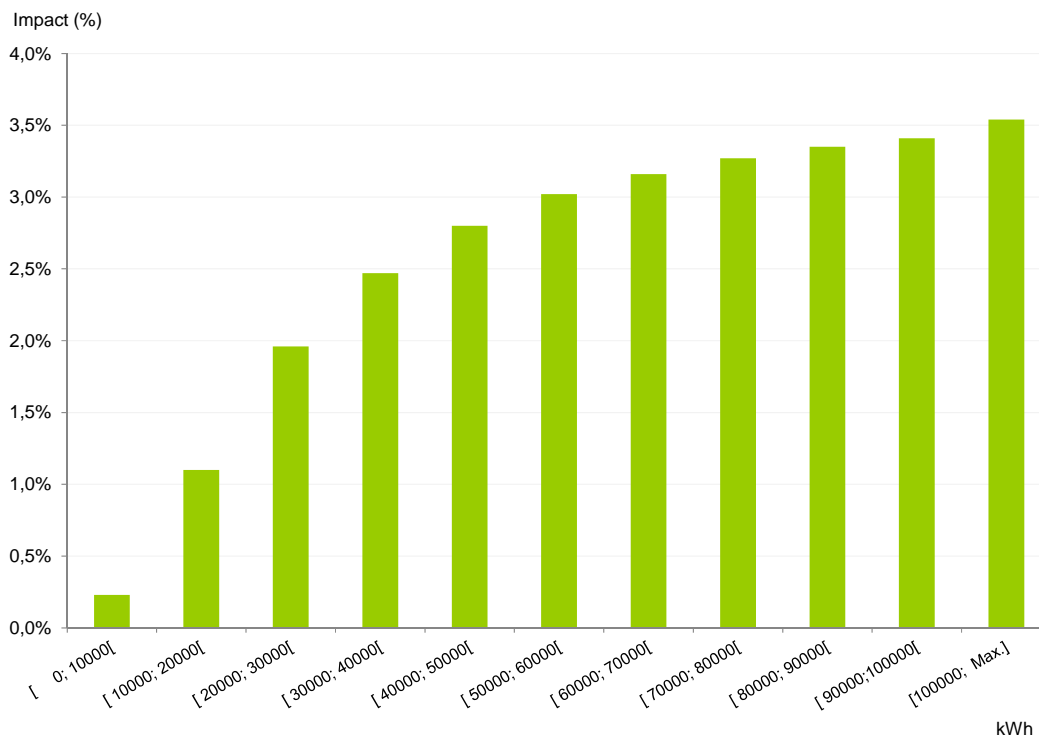
14 Finalement, les clients au tarif D ne devraient pas être incités à migrer au tarif G en raison de  
15 la stratégie de récupération des revenus qui est associée à la révision de la structure du  
16 tarif D. Par exemple, un client dont la puissance maximale appelée est inférieure à 50 kW et  
17 dont la consommation mensuelle s'élève à 8 700 kWh paie actuellement 8,51 ¢/kWh au  
18 tarif D et 9,85 ¢/kWh au tarif G. Toutefois, facturé à la structure cible du tarif D présentée au  
19 tableau 6, ce même client paierait 10,02 ¢/kWh. Comme les clients domestiques ont  
20 également accès, en vertu de l'article 2.4 des Tarifs, au tarif général applicable, il serait donc  
21 économiquement avantageux pour ce client de passer au tarif G uniquement pour éviter un  
22 impact tarifaire. Ce sont potentiellement tous les clients au tarif D consommant annuellement  
23 plus de 104 000 kWh qui passeraient ainsi au tarif G.

24 Le Distributeur tient à insister sur le fait que la progressivité du tarif D ne passe pas  
25 uniquement par une hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche mais également par la modification de la

1 structure, notamment l'élimination de la redevance d'abonnement et l'augmentation du seuil  
 2 de la 1<sup>re</sup> tranche. Ainsi, compte tenu de l'introduction des modifications à la structure du tarif,  
 3 l'application d'une hausse uniforme des prix d'énergie au 1<sup>er</sup> avril 2017 permet également  
 4 d'accroître la progressivité du tarif D en fonction de la consommation, tel que l'illustre la  
 5 figure 6, tout en limitant les impacts sur la clientèle par rapport à une hausse différenciée des  
 6 prix d'énergie.

7 En effet, l'application d'une hausse uniforme des prix de l'énergie se traduit par une  
 8 augmentation des prix de l'énergie d'environ 3,8 %, soit une hausse de 2,2 % de plus que la  
 9 hausse moyenne de 1,6 %, assurant ainsi une accentuation du signal de prix de l'électricité.  
 10 De plus, les plus petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu, continueront  
 11 d'être avantagés par la structure du tarif D et bénéficieront de la réduction de la redevance et  
 12 de la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche.

**FIGURE 6 :  
 IMPACT MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION  
 POUR LES CLIENTS AU TARIF D AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017  
 - HAUSSE UNIFORME DES PRIX DE L'ÉNERGIE**



13 En comparaison, une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche se traduirait par  
 14 une augmentation du prix de la 2<sup>e</sup> tranche de 4,6 %. Il s'agit d'une accélération importante de  
 15 l'augmentation du prix de la 2<sup>e</sup> tranche qui touche la très grande majorité des 3,6 millions de  
 16 clients au tarif D et près de 50 % de la consommation totale qui découle principalement du  
 17 chauffage électrique.

1 Le Distributeur propose ainsi de procéder avec prudence et de façon graduelle à  
2 l'implantation des changements proposés, tout en contribuant à améliorer le signal de prix  
3 pour favoriser l'efficacité énergétique. Cette approche permet d'éviter des impacts importants  
4 sur une partie de la clientèle et de s'assurer de l'acceptabilité des changements proposés.  
5 Par conséquent, les considérations tarifaires, économiques et énergétiques énoncées  
6 précédemment devront être prises en compte à chaque année pour déterminer la stratégie  
7 d'amélioration du signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche au tarif D.

8 Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur propose, pour le présent dossier tarifaire,  
9 d'amorcer l'implantation des mesures au tarif D en les compensant par une hausse uniforme  
10 des prix d'énergie, plutôt que par une hausse deux fois plus en 2<sup>e</sup> tranche élevée qu'en  
11 1<sup>re</sup> tranche.

#### **3.1.4. Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2017**

12 L'application de la hausse tarifaire au tarif D se décline comme suit :

- 13 • baisse de la redevance de 40,64 ¢ par jour à 37,68 ¢ par jour ;
- 14 • introduction d'un montant mensuel minimal de 13,80 \$ pour l'alimentation en  
15 monophasé et de 18,00 \$ pour l'alimentation en triphasé ;
- 16 • hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de 30 à 32 kWh par jour ;
- 17 • hausse uniforme des prix d'énergie ;
- 18 • retrait des primes de puissance.

19 Le tableau 2 de la section 2 présente la structure tarifaire et les prix proposés pour le tarif D  
20 au 1<sup>er</sup> avril 2017.

### **3.2. Tarif DP**

21 La présente section traite de l'introduction du nouveau tarif DP et des conditions  
22 d'admissibilité et de transfert qui assureront la continuité entre le tarif D et le tarif DP. Le  
23 Distributeur propose d'utiliser les lettres DP pour identifier ce nouveau tarif, la lettre P  
24 signifiant le mot « puissance ».

#### **3.2.1. Structure cible**

25 Au 1<sup>er</sup> avril 2017, le tarif DP sera offert aux clients résidentiels et agricoles qui sont  
26 actuellement facturés au tarif D et dont la puissance maximale appelée a été d'au moins  
27 50 kW au cours des 12 derniers mois.

28 Ce tarif, mieux adapté à cette clientèle, se caractérise à terme par une facturation de la  
29 puissance dès le premier kW appelé et par deux tranches d'énergie à prix croissants. Le  
30 seuil de la 1<sup>re</sup> tranche est fixé à 12 600 kWh par mois qui correspond à la consommation  
31 d'un client de 50 kW à un facteur d'utilisation de 35 %, soit le facteur d'utilisation moyen des  
32 clients admissibles au tarif DP. Tout comme au tarif D, la redevance d'abonnement sera

- 1 remplacée graduellement par une facture minimale qui ne s'appliquera que si la  
 2 consommation du client est nulle ou très faible.
- 3 Le tableau 7 présente la structure cible du tarif DP qui génère les mêmes revenus qu'avec la  
 4 structure actuelle du tarif D.

**TABLEAU 7 :  
 STRUCTURE CIBLE PROPOSÉE POUR LE TARIF DP  
 (À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
 TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**

	Prix		Écart
	actuel	cible	
<b>Tarif DP</b>			
Redevance (\$/mois) <sup>1</sup>	12,19	0	-12,19
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/mois) <sup>1</sup>	900	12 600	11 700
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	5,34	-6%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	8,68	0%
Seuil de la facturation de la puissance (kW)	50	0	-50
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	6,21	64%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	20,00	20,00
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	60,00	60,00

<sup>1</sup> Au prix actuel, composante exprimée sur une base mensuelle.

5 Compte tenu du très faible poids de la redevance dans la facture des clients domestiques de  
 6 plus de 50 kW, son remplacement par une facture minimale aura peu d'impact et pourra se  
 7 faire sur une période plus courte qu'au tarif D.

8 Il est proposé de facturer la puissance à partir du premier kW, comme c'est le cas  
 9 actuellement pour les tarifs M et G-9. Ce changement, qui serait compensé par une  
 10 augmentation importante du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche, constitue une réallocation des revenus  
 11 de 18 M\$ des composantes redevance et énergie vers la composante puissance. Ainsi, la  
 12 proportion des revenus récupérés par la composante puissance, qui passerait de 7 % à  
 13 26 %, incitera plus fortement les clients à gérer leurs appels de puissance. Compte tenu de  
 14 l'accentuation du signal du prix de puissance, il est proposé d'appliquer une hausse uniforme  
 15 des prix de l'énergie, conservant ainsi le caractère progressif du tarif.

16 La facturation de la puissance à partir du premier kW induira plus d'impacts tarifaires chez  
 17 les clients à faible facteur d'utilisation et ceux qui ont de faibles appels de puissance, ces  
 18 derniers bénéficiant actuellement des premiers 50 kW sans frais.

19 Comme déjà mentionné dans la section 3.1, pour assurer une meilleure continuité entre les  
 20 tarifs D et DP, il est proposé de permettre aux clients domestiques de demeurer au tarif D,  
 21 sans facturation de la puissance, si leur puissance maximale appelée a été inférieure à  
 22 65 kW au cours des 12 derniers mois. Ainsi, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017, les clients dont la



1 puissance maximale appelée est supérieure à 65 kW seront transférés au tarif DP. Pour  
2 ceux dont la puissance maximale appelée est entre 50 et 65 kW, ils seront transférés au  
3 tarif DP uniquement si ce tarif est plus avantageux que le tarif D (voir la section 3.2.2). Cette  
4 proposition permettra d'atténuer les impacts tarifaires auprès de cette clientèle.

5 Par ailleurs, par souci de cohérence avec les tarifs M et G-9 où tous les clients ont une  
6 facturation de la puissance, les crédits d'alimentation exprimés en \$/kW plutôt qu'en ¢/kWh  
7 s'appliqueront.

### 3.2.2. Procédure de transfert proactif entre les tarifs D et DP

8 Compte tenu du chevauchement des domaines d'application des tarifs D et DP qui vise à  
9 assurer une meilleure continuité entre ces tarifs, le Distributeur propose d'introduire une  
10 procédure de transfert automatique entre les tarifs D et DP. Celle-ci permettra de simplifier  
11 les communications avec la clientèle et de minimiser les opérations manuelles. En se basant  
12 sur l'expérience passée pour les clients aux tarifs généraux<sup>17</sup>, une telle procédure devrait  
13 être bien accueillie par les clients puisqu'elle leur permettra de bénéficier du tarif domestique  
14 le plus avantageux.

15 Les modalités de cette procédure sont détaillées aux articles 2.8 et 2.21 de la pièce HQD-14,  
16 document 4. Le Distributeur utilisera ainsi deux critères pour identifier les clients  
17 domestiques ayant intérêt à migrer au tarif DP ou au tarif D, sur la base du profil des  
18 12 dernières périodes mensuelles, selon le cas :

- 19 • une puissance maximale appelée d'au moins 50 kW mais inférieure à 65 kW ;
- 20 • une économie de facture d'au moins 3 % associée à l'application du nouveau tarif  
21 domestique (tarif DP ou tarif D selon le cas).

22 Tout comme pour le transfert proactif prévu au tarif G, une correspondance sera envoyée  
23 aux titulaires d'un abonnement dont le tarif sera modifié afin de les en informer. Si le client  
24 estime que ce changement de tarif ne correspond pas à la consommation qu'il anticipe pour  
25 la prochaine année, il lui sera possible de revenir au tarif initial.

26 Par ailleurs, le Distributeur continuera d'identifier les clients domestiques qui bénéficieraient  
27 du passage au tarif général applicable. En effet, lorsqu'il constate qu'un changement de tarif  
28 serait avantageux pour un client sur la base de son profil des 12 dernières périodes  
29 mensuelles, le Distributeur procède à l'envoi d'une communication à ce dernier, lui indiquant  
30 le tarif approprié et l'impact associé à ce changement. Comme il s'agit d'une migration vers  
31 un tarif général en vertu de l'article 2.4 des Tarifs, le client demeure responsable du choix de  
32 son tarif.

---

<sup>17</sup> Une procédure de transfert proactif a été temporairement mise en place au 1<sup>er</sup> avril 2011 lors du changement du domaine d'application du tarif M et une autre est actuellement appliquée dans le cadre de l'élimination de la dégressivité du tarif G (article 3.8 des Tarifs).

### 3.2.3. Scénario d'implantation

1 Afin d'assurer une implantation graduelle et stable des modifications proposées, et vu la  
2 poursuite du rattrapage actuellement en cours aux tarifs domestiques de la prime de  
3 puissance d'été visant à rejoindre celle d'hiver<sup>18</sup>, le Distributeur a élaboré un scénario  
4 d'implantation qui se réalise sur une période comparable à celle proposée pour le tarif D.

5 Partant de la structure actuelle du tarif D, il est proposé d'atteindre en 8 ans la structure cible  
6 en procédant comme suit :

- 7 • réduire et éliminer la redevance sur une période de 2 ans ;
- 8 • atteindre en 2 ans une facture minimale de 20 \$ par mois pour l'alimentation en  
9 monophasé et en 4 ans celle de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé  
10 pour en étaler l'impact plus important ;
- 11 • hausser graduellement le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie de 900 à  
12 12 600 kWh/mois ;
- 13 • hausser de 0,81 \$/kW pendant 3 ans la prime de puissance d'été pour atteindre  
14 celle d'hiver et par la suite, éliminer en 5 ans le seuil de facturation de la  
15 puissance de 50 kW à raison d'une baisse de 10 kW par année ;
- 16 • hausser uniformément les deux prix d'énergie compte tenu de l'accentuation du  
17 signal de prix de puissance.

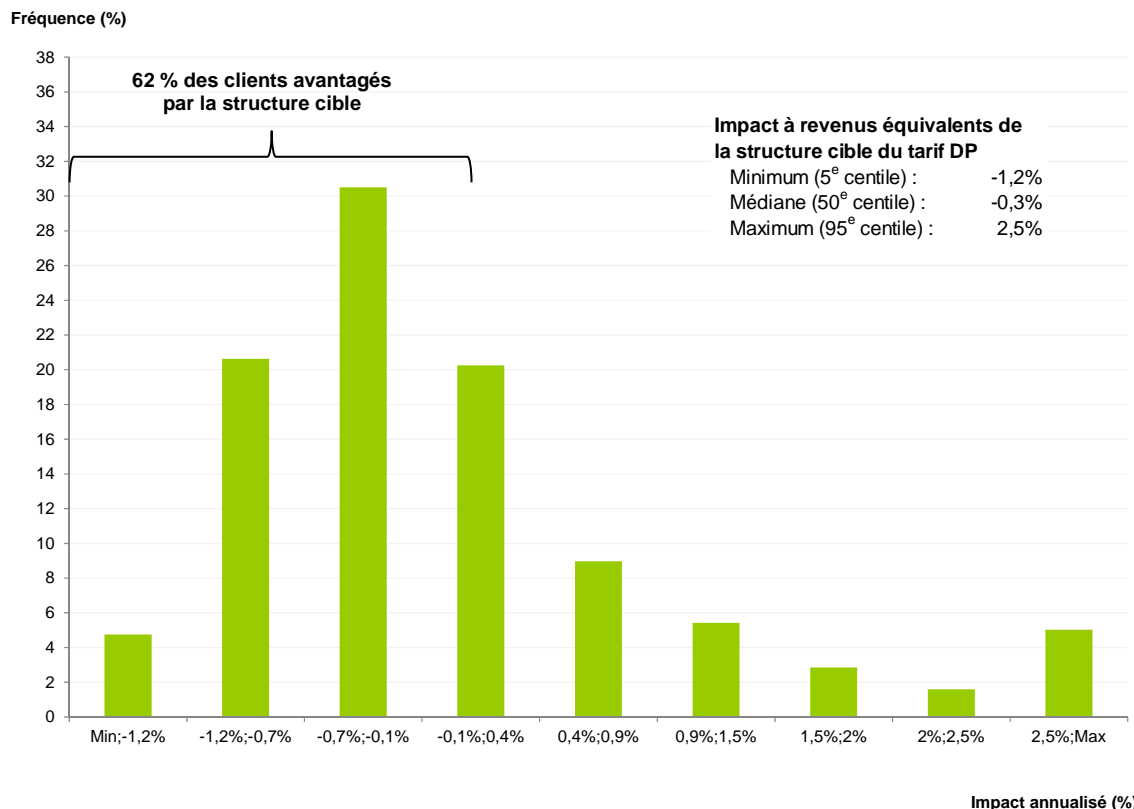
18 La figure 7 illustre la distribution des impacts à revenus équivalents pour les clients au  
19 tarif DP. L'introduction de ce nouveau tarif est favorable pour la majorité des clients au  
20 tarif DP. En effet, 62 % y trouveront un avantage. C'est pourquoi le Distributeur considère  
21 que le tarif DP est mieux adapté à cette clientèle.

22 Certains clients à très faible facteur d'utilisation seront davantage touchés. Toutefois,  
23 certains d'entre eux pourront éviter une partie des impacts en demeurant au tarif D, si la  
24 puissance maximale appelée est inférieure à 65 kW. Si la puissance maximale appelée est  
25 égale ou supérieure 65 kW, ils pourront, comme c'est le cas actuellement, souscrire au  
26 tarif G-9 qui est mieux adapté au profil de consommation de cette clientèle.

---

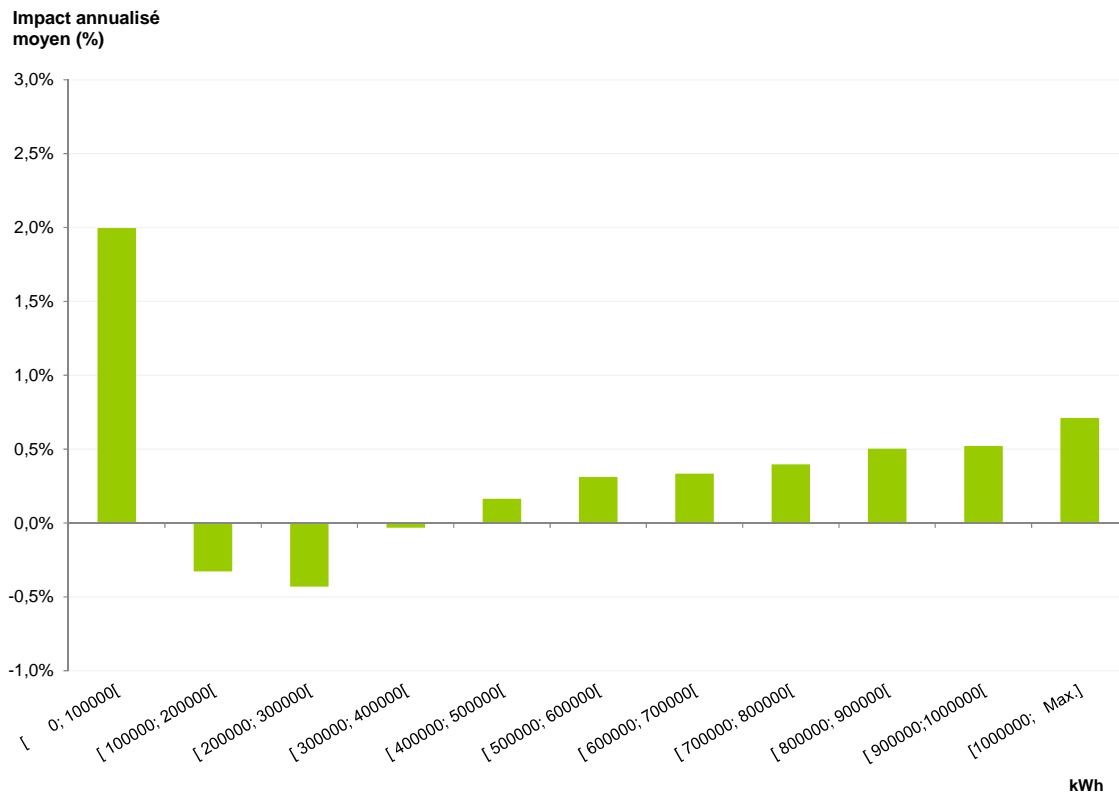
<sup>18</sup> Dans la décision D-2008-024, la Régie a approuvé l'introduction, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2009, d'une prime de puissance de 0,63 \$/kW applicable en été et son augmentation annuelle de 0,63 \$/kW jusqu'à ce que la prime d'été atteigne la prime d'hiver.

**FIGURE 7 :  
DISTRIBUTION DES IMPACTS ANNUALISÉS POUR LES CLIENTS AU TARIF DP  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**



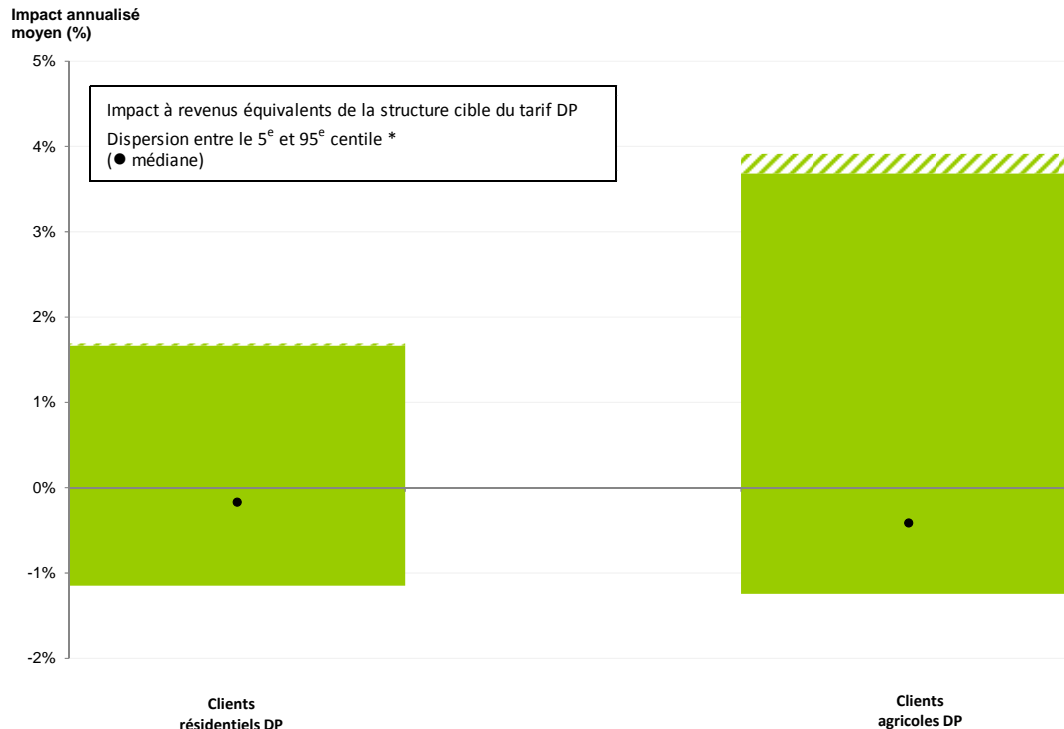
1 La figure 8 présente la distribution des impacts annualisés selon le niveau de consommation  
2 pour les clients au tarif DP, toujours dans l'hypothèse où les structures tarifaires proposées  
3 génèrent les mêmes revenus qu'avec la structure tarifaire actuelle pour ces clients. L'impact  
4 annualisé sera relativement faible et même à la baisse pour les plus petits consommateurs,  
5 sauf pour ceux dont la consommation est de moins de 100 000 kWh par année. Ces derniers  
6 seront davantage touchés par la facturation de la puissance dès le premier kW, compte tenu  
7 du poids plus important que cette composante représentera dans leur facture par rapport à la  
8 situation actuelle.

**FIGURE 8 :  
IMPACT ANNUALISÉ MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION  
POUR LES CLIENTS AU TARIF DP  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**



1 La figure 9 présente la dispersion de l'impact annualisé des modifications proposées sur les  
2 segments de clientèle du tarif DP, soit les clients résidentiels et agricoles. Comme expliqué à  
3 la section 3.1.1 pour la figure 4, l'impact lié à la facture minimale est présenté distinctement  
4 (zone hachurée) pour mieux refléter l'impact pour la majorité de la clientèle qui n'est pas  
5 touchée par la facture minimale. Dans l'ensemble, ces clients bénéficieront de l'introduction  
6 du nouveau tarif DP. Également, comme mentionné précédemment, des clients à très faible  
7 facteur d'utilisation pourraient être davantage touchés expliquant ainsi une dispersion plus  
8 grande des impacts chez les clients agricoles.

**FIGURE 9 :  
DISPERSION DES IMPACTS ANNUALISÉS PAR SEGMENT DE CLIENTÈLE AU TARIF DP  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**



\* La zone non hachurée représente la dispersion des impacts pour les clients qui ne sont pas touchés par la facture minimale.

### 3.2.4. Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2017

- 1 Par rapport au tarif D actuellement en vigueur, l'application de la hausse tarifaire au nouveau
- 2 tarif DP se décline comme suit :
- 3 • application d'une redevance de 6,10 \$ par mois, soit l'équivalent de la moitié de la
- 4 redevance actuelle au tarif D sur une base mensuelle ;
- 5 • introduction d'un montant mensuel minimal de 15,00 \$ pour l'alimentation en
- 6 monophasé et de 21,00 \$ pour l'alimentation en triphasé ;
- 7 • hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie de 900 à 1 200 kWh par mois ;
- 8 • hausse uniforme des prix d'énergie ;
- 9 • hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW pour atteindre celle d'hiver en
- 10 3 ans.
- 11 Le tableau 2 de la section 2 présente le tarif DP applicable pour la 1<sup>re</sup> année d'implantation
- 12 de la nouvelle structure tarifaire.

### 3.3. Tarif DM

#### 3.3.1. Révision du tarif DM

1 Le tarif DM s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est destinée à un  
2 immeuble collectif d'habitation ou à une résidence communautaire comprenant des  
3 logements dont le mesurage est collectif.

4 Ce tarif, qui n'est plus offert aux nouveaux clients, est réservé à l'abonnement qui y était  
5 admissible le 31 mai 2009 afin d'inciter les propriétaires de nouveaux immeubles à choisir le  
6 mesurage individuel pour chacun des logements.

7 Le tarif DM a été introduit en 1975 pour assurer aux clients domestiques mesurés  
8 collectivement une facture électrique similaire à celle offerte aux clients mesurés  
9 individuellement et facturés au tarif D. Ceci est rendu possible par la prise en compte du  
10 nombre de logements, par l'entremise d'un multiplicateur dans le calcul de la redevance, du  
11 seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de consommation et du seuil de facturation de la puissance. Ainsi,  
12 pour un immeuble à logements, le prix moyen par logement serait équivalent qu'ils soient  
13 mesurés collectivement et facturés au tarif DM ou mesurés individuellement et facturés au  
14 tarif D. En plus d'assurer un traitement équivalent des clients mesurés collectivement,  
15 l'utilisation du multiplicateur permet l'application d'une structure similaire à celle du tarif D,  
16 facilitant ainsi la compréhension des tarifs par la clientèle.

17 Dans le cadre de la réforme des tarifs domestiques, le Distributeur tient à préserver le rôle  
18 spécifique joué par le tarif DM. Conséquemment, il est proposé d'appliquer au tarif DM les  
19 mêmes changements qu'au tarif D, soit le remplacement de la redevance d'abonnement par  
20 une facture minimale et l'augmentation du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche à 40 kWh par jour. Un  
21 multiplicateur serait appliqué à la facture minimale, comme c'est le cas présentement pour la  
22 redevance et le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche.

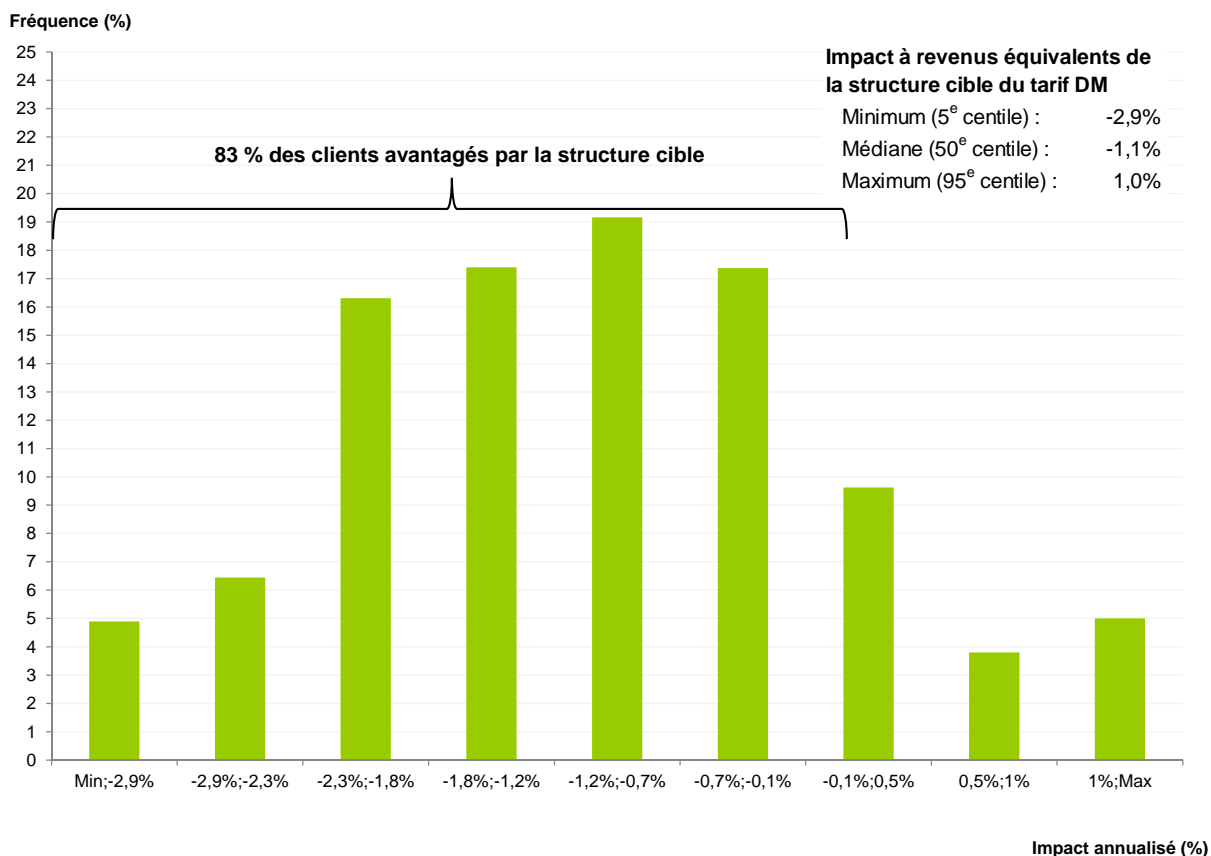
23 Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2008-024, il est par ailleurs  
24 proposé de poursuivre l'augmentation de la prime de puissance d'été jusqu'au niveau de la  
25 prime de puissance d'hiver. Ainsi, la prime de puissance d'été atteindra graduellement celle  
26 d'hiver sur une période de 3 ans comme au tarif DP. De plus, la méthode actuelle  
27 d'établissement du seuil de puissance à facturer au tarif DM, qui consiste à facturer  
28 l'excédent du maximum entre 50 kW et le produit de 4 kW par logement et du multiplicateur,  
29 sera maintenue. Cette façon de faire est bien adaptée au mesurage collectif d'immeubles en  
30 assurant un traitement similaire à celui des logements mesurés individuellement.

31 Le Distributeur souhaite rappeler que moins de 10 % des 20 000 clients actuellement au  
32 tarif DM sont facturés en puissance. Il estime donc que le maintien de la facturation de la  
33 puissance au tarif DM sous sa forme actuelle est approprié. Cela permettra en effet d'éviter  
34 de facturer en puissance des logements mesurés collectivement qui n'auraient pas été  
35 facturés en puissance s'ils avaient été mesurés individuellement.

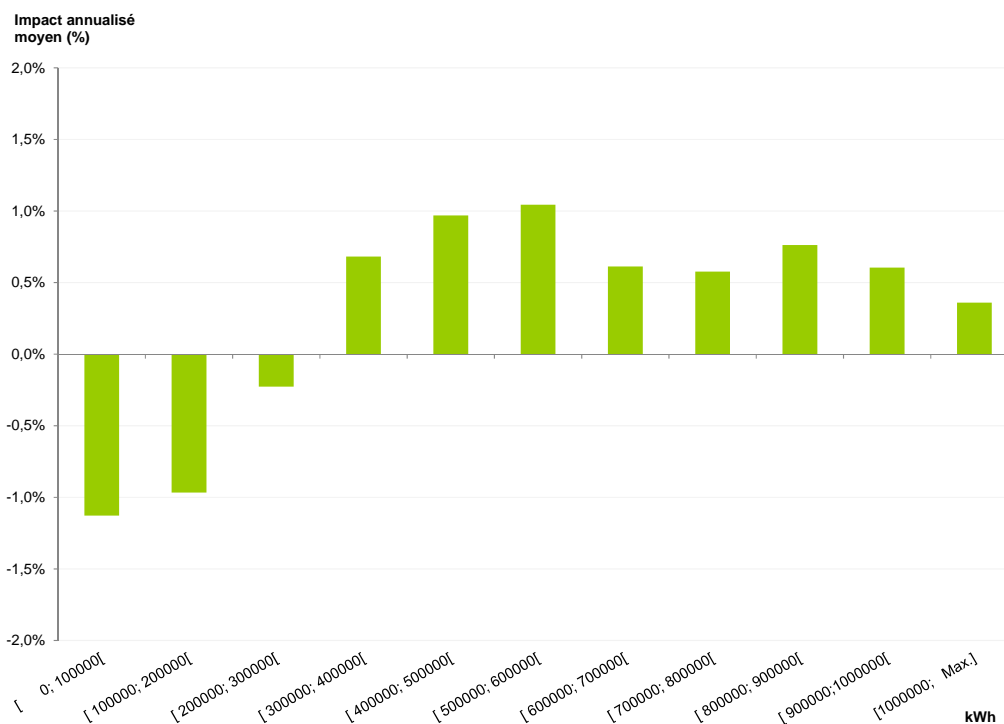
36 Les figures 10 et 11 illustrent respectivement la distribution des impacts pour les clients au  
37 tarif DM et les impacts selon le niveau de consommation dans l'hypothèse où les structures

- 1 tarifaires proposées génèrent les mêmes revenus qu’avec la structure tarifaire actuelle.
- 2 Comme au tarif D, les plus petits consommateurs continueront d’être avantagés par la
- 3 structure du tarif DM. Toutefois, puisque le tarif DM regroupe des clients dans des logements
- 4 dont la consommation est relativement faible, plus de clients qu’au tarif D sont avantagés.
- 5 Néanmoins, à consommation moyenne par logement égale, l’impact au tarif DM est
- 6 équivalent à celui au tarif D.

**FIGURE 10 :**  
**DISTRIBUTION DES IMPACTS ANNUALISÉS POUR LES CLIENTS AU TARIF DM**  
**(À REVENUS ÉQUIVALENTS)**  
**TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**



**FIGURE 11 :  
IMPACT ANNUALISÉ MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION  
POUR LES CLIENTS AU TARIF DM  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**



### 3.3.2. Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2017

1 L'application de la hausse tarifaire au tarif DM se décline comme suit :

- 2 • baisse de la redevance de 40,64 ¢ par jour à 37,68 ¢ par jour ;
- 3 • introduction d'un montant mensuel minimal de 13,80 \$ pour l'alimentation en
- 4 monophasé et de 18,00 \$ pour l'alimentation en triphasé ;
- 5 • hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de 30 à 32 kWh par jour ;
- 6 • hausse uniforme des prix d'énergie ;
- 7 • hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW de manière à atteindre celle
- 8 d'hiver en 3 ans.

9 Le tableau 2 de la section 2 présente la structure et les prix proposés pour le tarif DM au  
10 1<sup>er</sup> avril 2017.



### 3.4. Tarif DT

#### 3.4.1. Révision du tarif DT

1 Le tarif DT est une option de gestion de la puissance offerte aux clients disposant d'un  
2 système de chauffage biénergie dont la capacité en mode combustible est suffisante pour  
3 fournir la chaleur nécessaire en période de pointe.

4 De par sa structure tarifaire, le tarif DT permet d'accueillir des clients admissibles autant au  
5 tarif D qu'au tarif DM. En effet, le tarif DT prévoit l'application du multiplicateur pour le calcul  
6 de la redevance d'abonnement et du seuil de facturation de la puissance pour les clients  
7 mesurés collectivement<sup>19</sup>. Le rôle joué par le multiplicateur et la facturation de la puissance  
8 au-delà de 50 kW sont décrits à la section 3.3.

9 Comme pour les autres tarifs domestiques, il est proposé de remplacer la redevance par une  
10 facture minimale au tarif DT, tout en appliquant un multiplicateur à la facture minimale et à la  
11 redevance dans le cas du mesurage collectif.

12 Avec l'introduction du tarif DP qui vise les clients domestiques de plus de 50 kW, la Régie a  
13 demandé que le Distributeur examine la pertinence d'introduire un nouveau tarif biénergie  
14 pour les clients au tarif DT qui consomment plus de 50 kW<sup>20</sup>.

15 Plutôt que de créer un autre tarif pour les clients de plus de 50 kW, il est proposé de  
16 maintenir la structure actuelle du tarif DT qui comporte une composante puissance. Aussi, il  
17 est proposé de poursuivre l'augmentation de la prime de puissance d'été jusqu'au niveau de  
18 la prime de puissance d'hiver en 3 ans, comme pour les tarifs DP et DM, ce qui assurera une  
19 équité entre les clients facturés en puissance à ces tarifs, tel qu'il est mentionné à la  
20 section 3.4.3.

21 Par ailleurs, tout comme la Régie, le Distributeur est préoccupé par l'abandon du chauffage  
22 biénergie par un nombre croissant de clients au tarif DT. En effet, comme l'illustre le  
23 tableau 3 de la pièce HQD-7, document 3 du *Rapport annuel 2015 du Distributeur*, plus de  
24 5 000 clients ont quitté le tarif biénergie en 2014 et autant en 2015. Rien n'indique que cette  
25 tendance s'essoufflera.

26 Plusieurs raisons peuvent expliquer ces abandons, comme l'avait d'ailleurs indiqué le  
27 Distributeur lors de la séance de travail du 12 juin 2015 portant sur les tarifs domestiques<sup>21</sup>,  
28 allant du vieillissement des équipements de chauffage, de l'impact des hivers rigoureux sur  
29 la facture des clients, en passant par l'attrait des programmes d'aide financière pour  
30 l'abandon des énergies fossiles.

31 Dans sa décision D-2016-033, la Régie a demandé au Distributeur de présenter dans son  
32 prochain dossier tarifaire une nouvelle option de biénergie résidentielle pouvant tirer profit de  
33 l'infrastructure de télécontrôle prévue pour les chauffe-eau interruptibles<sup>22</sup>. Selon la Régie,

<sup>19</sup> Article 2.30 des Tarifs au 1<sup>er</sup> avril 2016.

<sup>20</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 1016.

<sup>21</sup> Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018.

<sup>22</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 1015.

1 une telle mesure pourrait offrir une option plus avantageuse aux clients biénergie et les  
2 convaincre de ne pas abandonner leur système. Par ailleurs, la Régie a également approuvé  
3 la proposition du Distributeur de privilégier le recours à des programmes de gestion de la  
4 consommation plutôt que l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps<sup>23</sup>.

5 Le Distributeur tient à rappeler la nécessité de fixer des conditions tarifaires favorables pour  
6 les trois principaux acteurs au tarif DT. Ainsi, pour les clients biénergie, le tarif vise à  
7 procurer des économies à ceux qui s'effacent en pointe. Pour le Distributeur, il vise à  
8 maintenir l'effacement du parc biénergie en période de pointe. Pour les mazoutiers, il vise à  
9 maintenir leur intérêt à assurer l'approvisionnement en mazout des clients biénergie.

10 L'utilisation d'une télécommande dans le but de réduire le nombre d'heures d'effacement en  
11 période de pointe aura pour conséquence de réduire la consommation de mazout et l'intérêt  
12 des mazoutiers à assurer l'approvisionnement en mazout des clients, ce qui pourrait mettre à  
13 risque la pérennité du parc biénergie.

14 Néanmoins, pour répondre à la demande de la Régie, le Distributeur entend réaliser au  
15 cours de l'hiver 2016-2017, un projet pilote de télécontrôle des systèmes biénergie auprès  
16 d'un nombre limité de clients. Ce projet pilote permettra d'évaluer la faisabilité technique de  
17 télécommander les systèmes de chauffage biénergie résidentiels. Il s'inscrit dans le cadre  
18 des programmes de gestion de la demande en puissance (GDP) au marché résidentiel tel  
19 qu'il appert de la pièce HQD-10, document 1.

20 Par ailleurs, le Distributeur avait indiqué à la Régie qu'il disposait d'une marge de manœuvre  
21 pour accroître les économies réalisées par les clients au tarif DT, mais qu'il estimait  
22 préférable d'établir une stratégie pour le tarif D avant de proposer des modifications à la  
23 structure et au calibrage du tarif DT. Devant la poursuite de l'érosion au tarif DT, le  
24 Distributeur propose dès maintenant de faire évoluer le tarif de façon à augmenter au  
25 1<sup>er</sup> avril 2017 les économies réalisées par les clients au tarif DT et ainsi tenter de ralentir  
26 l'érosion observée.

27 D'abord, plutôt que de l'éliminer sur une période de 9 ans comme au tarif D, le Distributeur  
28 propose d'accélérer l'élimination de la redevance au tarif DT. Ainsi, en la remplaçant sur une  
29 période de 4 ans par une facture minimale au tarif DT, les clients bénéficieront, dès le  
30 1<sup>er</sup> avril 2017, d'une économie additionnelle annuelle avant effacement de 37 \$<sup>24</sup> pour les  
31 4 prochaines années.

32 Cette approche présente plusieurs avantages. Tout d'abord, une réduction fixe et uniforme  
33 du montant de la facture bénéficie à tous les clients sans égard à leur profil de  
34 consommation. Ensuite, la réduction de la redevance avantage les plus petits  
35 consommateurs pour qui elle représente une part plus importante de la facture. Enfin,  
36 l'annonce d'une baisse de facture pour un montant fixe et garanti représente un attrait  
37 indéniable sur le plan de la communication commerciale.

---

<sup>23</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 1005.

<sup>24</sup> Soit  $40,64 \text{ ¢} \div 4 \times 365 \text{ jours} = 37 \text{ \$}$ .

1 De plus, le Distributeur propose de geler les prix d'énergie au tarif DT au 1<sup>er</sup> avril 2017, ce  
2 qui contribuera également à une augmentation des économies pour les clients. Pour le cas  
3 type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2017, l'économie totale après  
4 effacement passerait ainsi de 303 \$ à 379 \$<sup>25</sup>.

5 Bien qu'il serait justifié de récupérer le manque à gagner de 4 M\$ en 2017 associé à ces  
6 mesures auprès de l'ensemble de la clientèle, il est proposé de maintenir l'approche retenue  
7 jusqu'à présent visant à récupérer ce montant auprès des clients domestiques, dans le  
8 même esprit que pour le rééquilibrage des tarifs généraux.

### 3.4.2. Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2017

9 Considérant ce qui précède, l'application de la hausse tarifaire au tarif DT se décline comme  
10 suit :

- 11 • baisse de la redevance de 40,64 ¢ par jour à 30,48 ¢ par jour ;
- 12 • introduction d'un montant mensuel minimal de 13,80 \$ pour l'alimentation en  
13 monophasé et de 18,00 \$ pour l'alimentation en triphasé ;
- 14 • gel des prix d'énergie ;
- 15 • hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW de manière à atteindre celle  
16 d'hiver en 3 ans.

17 Le tableau 2 de la section 2 présente la structure et les prix proposés pour le tarif DT au  
18 1<sup>er</sup> avril 2017.

### 3.4.3. Facturation de la puissance au tarif DT

19 Dans sa décision, la Régie a signifié au Distributeur qu'elle n'était pas convaincue qu'il soit  
20 équitable qu'un client au tarif DT qui ne consomme pas au moment de la pointe ait à payer la  
21 même prime de puissance qu'un client qui consomme pendant les périodes de pointe  
22 critique<sup>26</sup>. En outre, la Régie a demandé au Distributeur de justifier les motifs pour lesquels il  
23 applique le même signal de prix de puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT qu'au  
24 tarif D et de démontrer qu'un serriculteur au tarif DT, qui consomme 250 kW d'électricité en  
25 hiver, tire avantage de la structure actuelle du tarif DT qui est calibré pour des clients qui ne  
26 sont pas facturés en puissance<sup>27</sup>.

27 Le Distributeur rappelle que la prime de puissance est une composante de la structure  
28 tarifaire commune à tous les tarifs réguliers domestiques et généraux. Elle vise à récupérer  
29 mensuellement les coûts annuels assumés par le Distributeur pour répondre à la demande  
30 maximale du client peu importe sa durée. Cette facturation vise la puissance à facturer  
31 au-delà de 50 kW, soit un abonnement avec une entrée électrique monophasée de plus de

<sup>25</sup> Compte tenu du prix moyen du mazout de 73 ¢/litre pour la saison de chauffage 2015-2016.

<sup>26</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 897.

<sup>27</sup> Décision D-2016-003, paragraphe 899.

1 200 ampères ou une entrée triphasée. Elle cible ainsi les clients qui ont la capacité de gérer  
2 leurs appels de puissance.

3 Pour tous les tarifs intégrant une facturation de la puissance, le client est facturé, été comme  
4 hiver, sur sa puissance maximale appelée du mois (ou sa puissance à facturer minimale, le  
5 cas échéant) qu'il soit présent ou non à la pointe du réseau. Ainsi, à l'instar des autres clients  
6 dont la puissance maximale appelée survient en dehors de la pointe du réseau, il est  
7 approprié d'appliquer au client biénergie au tarif DT la même facturation de la puissance.  
8 Cela permet d'assurer un traitement équitable entre les clients et les incite à mieux gérer  
9 leurs appels de puissance tout au long de l'année. La Régie l'a d'ailleurs reconnu dans sa  
10 décision D-2008-024<sup>28</sup>.

11 Le tarif DT est calibré de façon à être neutre par rapport au tarif D avant l'effacement du  
12 chauffage électrique pour le cas type d'une résidence unifamiliale moyenne située à  
13 Montréal. Cette référence sert d'étalon pour mesurer l'évolution des économies réalisées par  
14 les clients compte tenu des prix de l'électricité et des combustibles de même que des aléas  
15 climatiques.

16 Dans la réalité, chaque client bénéficie d'une économie qui est principalement fonction de  
17 son comportement et, par conséquent, de son profil de consommation. Puisque les clients ne  
18 sont pas tous facturés en puissance, mais que tous évitent des coûts au Distributeur par leur  
19 effacement en pointe, c'est par le calibrage des prix de l'énergie que le Distributeur transfère  
20 aux clients du tarif DT les économies associées aux coûts évités totaux (énergie et  
21 puissance). L'application d'une prime de puissance plus faible aux clients DT facturés en  
22 puissance reviendrait à les compenser deux fois pour leur effacement en pointe.

23 Cette neutralité doit aussi s'appliquer pour les clients dont l'appel de puissance est au-delà  
24 de 50 kW. Ainsi, la prime de puissance au tarif DT assure une équité de traitement avec les  
25 clients des tarifs domestiques facturés en puissance.

26 Bien qu'il ne dispose pas d'un cas type de serriculteur qui consomme 250 kW, le Distributeur  
27 peut néanmoins illustrer que les clients biénergie facturés en puissance tirent avantage de la  
28 structure actuelle du tarif DT qui comporte une facturation de la puissance.

29 Tel qu'il est indiqué à la section 5.1.1 de même qu'en suivi du tarif DT présenté dans le cadre  
30 du dossier tarifaire R-3933-2015<sup>29</sup>, les deux serriculteurs qui ont adhéré au tarif DT en 2014  
31 à la suite de l'approbation des mesures visant les exploitations agricoles ont réalisé des  
32 économies annuelles d'environ 40 % par rapport au tarif D. Aussi, ils ont payé un prix unitaire  
33 d'environ 50 % et 35 % plus avantageux respectivement pour chacune des deux dernières  
34 années, par rapport au prix du mazout<sup>30</sup>.

35 Comme les deux serriculteurs au tarif DT disposent de systèmes biénergie d'une capacité de  
36 250 kW mais affichent une puissance maximale appelée respective inférieure, le Distributeur

---

<sup>28</sup> Décision D-2008-024, pages 88-89.

<sup>29</sup> Dossier R-3933-2015, HQD-14, document 2 (B-0051), section 6.1.1.

<sup>30</sup> Soit 50 % par rapport à un prix du mazout de 85 ¢/litre en vigueur lors de la 1<sup>re</sup> année d'adhésion et 35 % par rapport à un prix du mazout de 73 ¢/litre lors de la 2<sup>e</sup> année d'adhésion.

1 a analysé le cas de deux abonnements résidentiels au tarif DT dont les puissances  
2 maximales appelées sont d'environ 250 kW. Les économies réalisées par ces deux clients  
3 résidentiels sont du même ordre que celles des deux serriculteurs présentées  
4 précédemment.

5 Finalement, le Distributeur a analysé l'ensemble des clients au tarif DT facturés en  
6 puissance. Sans équivoque, ceux-ci tirent un avantage plus grand de la structure actuelle du  
7 tarif DT que les autres clients biénergie, soit une économie moyenne d'environ 35 % par  
8 rapport au tarif D alors qu'elle s'élève à environ 15 % pour les clients au tarif DT qui ne sont  
9 pas facturés en puissance.

10 Ce niveau d'économie s'explique par la plus faible proportion de leur consommation en  
11 pointe qui résulte de leur plus grande capacité d'effacer complètement leur charge facturée  
12 au tarif DT en période de pointe puisque, pour bon nombre de ces clients, le seul usage  
13 raccordé à l'abonnement au tarif DT est le système biénergie. Comme ces clients effacent  
14 complètement une charge importante en période de pointe, les coûts évités sont eux aussi  
15 plus élevés, permettant ainsi de maintenir la rentabilité pour le Distributeur à leur égard.

16 L'élimination de la prime de puissance au tarif DT procurerait aux clients de plus de 50 kW  
17 une économie encore plus élevée qui serait injustifiée. De plus, aucun signal de prix ne  
18 pourrait inciter cette clientèle à faire une gestion de ses appels de puissance en dehors de la  
19 période de pointe. Vu ce qui précède, le Distributeur réitère la nécessité de maintenir la  
20 facturation de la puissance au tarif DT sous sa forme actuelle.

### 3.5. Tarifs domestiques applicables en réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle

21 Dans sa décision D-2016-033, la Régie considère que la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche  
22 est une mesure qui s'applique uniquement dans le contexte du chauffage électrique en  
23 réseau intégré. Elle est également d'avis que toute hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche au-delà  
24 de 30 kWh par jour dans les réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle annulerait les  
25 efforts de réduction de l'usage de chauffage électrique d'appoint<sup>31</sup>. Pour ces raisons, la  
26 Régie demande au Distributeur de maintenir à 30 kWh par jour le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche  
27 applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle dans sa proposition de nouvelle stratégie relative aux  
28 tarifs domestiques qu'il présentera<sup>32</sup>.

29 Compte tenu du fait que le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche demeurera à 30 kWh par jour en réseaux  
30 autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, le Distributeur propose de fusionner au 1<sup>er</sup> avril 2017 les  
31 tarifs D et DM applicables au nord du 53<sup>e</sup> parallèle en un seul tarif domestique. Cette fusion  
32 n'a aucun impact sur la facture des clients. De plus, elle a l'avantage de faciliter la  
33 compréhension de la tarification au nord du 53<sup>e</sup> parallèle par la clientèle visée puisque  
34 l'ensemble des modalités tarifaires se retrouvent dorénavant au sein d'un seul et unique tarif  
35 domestique. Le Distributeur propose d'utiliser les lettres DN pour identifier ce nouveau tarif,  
36 la lettre N signifiant le mot « nord ».

<sup>31</sup> Décision D-2016-033, paragraphes 983 et 984.

<sup>32</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 985.

1 Dans l'optique où le tarif D proposé au sud n'inclut plus de prime de puissance, le tarif DN  
2 permet de conserver l'actuelle facturation de la puissance puisque sa structure est celle du  
3 tarif DM actuellement applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Bien qu'il n'y ait aucun client  
4 domestique actuellement facturé en puissance au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, le signal de prix en  
5 puissance est ainsi préservé pour d'éventuels clients domestiques dont la puissance  
6 maximale appelée serait supérieure à 50 kW, sans créer un tarif DP qui leur serait  
7 spécifique.

8 À l'instar du tarif DT qui accueille des clients mesurés collectivement et individuellement, la  
9 structure du tarif DN intègre un multiplicateur. Le multiplicateur des clients avec un mesurage  
10 individuel est fixé à 1 alors que celui des clients avec un mesurage collectif correspond à leur  
11 multiplicateur actuel, soit l'équivalent du nombre de logements. Le prix de la 1<sup>re</sup> tranche du  
12 tarif DN continuera à être fixé au niveau de celui de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif D alors que le prix  
13 de la 2<sup>e</sup> tranche continuera à augmenter de 8 % par année en sus de la hausse tarifaire  
14 moyenne jusqu'à l'atteinte du coût évité en réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle  
15 conformément à la décision D-2014-037. De plus, au tarif DN, le remplacement de la  
16 redevance par une facture minimale sera fait au même rythme que pour les tarifs D et DM au  
17 sud.

18 Le tarif DN proposé pour les clients au nord du 53<sup>e</sup> parallèle au 1<sup>er</sup> avril 2017 tient compte de  
19 l'application d'un seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de 30 kWh par jour conformément à la décision de la  
20 Régie. Néanmoins, le Distributeur tient à partager ses préoccupations relatives au maintien  
21 de ce seuil au nord du 53<sup>e</sup> parallèle.

### **3.5.1. Seuil de la 1<sup>re</sup> tranche**

22 En 1996, le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie au nord du 53<sup>e</sup> parallèle est passé de 20 à  
23 30 kWh par jour pour que tous les clients du Québec aient droit au même volume d'électricité  
24 facturé au même bas prix, peu importe leur situation géographique. Ainsi, la clientèle  
25 résidentielle des réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle paie la même redevance  
26 d'abonnement et le même prix de l'énergie que celle du sud pour les kWh consommés en  
27 1<sup>re</sup> tranche. De plus, grâce au Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)  
28 d'Hydro-Québec offert à la clientèle en réseaux autonomes, les particuliers peuvent utiliser le  
29 mazout pour leurs besoins de chauffage de l'eau et des locaux à un coût 30 % inférieur au  
30 prix de la 2<sup>e</sup> tranche des tarifs domestiques appliqués au sud du 53<sup>e</sup> parallèle. Les clients  
31 domestiques au nord du 53<sup>e</sup> parallèle assument par conséquent une facture énergétique  
32 équivalente à celle des autres clients domestiques au Québec.

33 À cet égard, le maintien du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche à 30 kWh par jour dans les réseaux au  
34 nord alors que le prix de la 1<sup>re</sup> tranche est augmenté pour compenser la hausse du seuil de  
35 la 1<sup>re</sup> tranche au sud, constitue un changement d'orientation qui pourrait être perçu comme  
36 inéquitable par les communautés visées, notamment par rapport aux autres réseaux  
37 autonomes situés au sud du 53<sup>e</sup> parallèle.

1 Par ailleurs, les activités du comité de liaison avec les intervenants du Nunavik, mis sur pied  
2 par le Distributeur, et les mesures en efficacité énergétique déjà en place et celles à venir  
3 contribuent à une meilleure utilisation de l'électricité au nord du 53<sup>e</sup> parallèle<sup>33</sup>. Ces efforts se  
4 poursuivront, quels que soient les tarifs approuvés, puisque les coûts évités au nord du  
5 53<sup>e</sup> parallèle justifient toujours le déploiement de mesures visant à réduire la consommation  
6 électrique.

7 L'ensemble de ces actions, dont le rattrapage du prix de la 2<sup>e</sup> tranche des tarifs domestiques  
8 au nord du 53<sup>e</sup> parallèle<sup>34</sup>, minimise considérablement le risque évoqué par le Distributeur<sup>35</sup>  
9 de devancer les investissements pour des besoins de puissance qui pourraient être associés  
10 à une augmentation du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche.

11 Grâce à l'utilisation généralisée du mazout pour le chauffage de l'eau et des locaux au nord  
12 du 53<sup>e</sup> parallèle, la consommation quotidienne électrique moyenne des clients aux tarifs D et  
13 DM varie selon la période de l'année entre 15 et 22 kWh par jour. Ainsi, c'est environ 75 %  
14 de la consommation totale qui est facturée sous un seuil de 20 kWh par jour. Cela signifie  
15 que la très grande majorité des clients aux tarifs D et DM disposent actuellement d'une  
16 marge de manœuvre non utilisée d'en moyenne 10 kWh. Pour ces derniers, le passage du  
17 seuil de 30 à 40 kWh par jour ne constituera pas un réel incitatif à consommer davantage.  
18 Seulement 5,6 % de la consommation se retrouve dans la tranche entre 30 et 40 kWh.

19 Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur aurait privilégié de faire passer le seuil de la  
20 1<sup>re</sup> tranche de 30 à 40 kWh par jour aux tarifs domestiques tant pour les clients au sud que  
21 ceux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Le Distributeur estime que cette avenue serait bien accueillie  
22 par les communautés au nord et contribuerait à maintenir une collaboration fructueuse avec  
23 les intervenants du Nunavik. Si la Régie retient les arguments du Distributeur, celui-ci serait  
24 disposé à appliquer dès le 1<sup>er</sup> avril 2017 un seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de 32 kWh par jour,  
25 comme pour les clients aux tarifs domestiques au sud du 53<sup>e</sup> parallèle.

#### 4. MODIFICATIONS À L'OFFRE TARIFAIRE

26 Le Distributeur présente à la section 4.1 les modalités relatives au tarif expérimental qu'il  
27 propose visant l'alimentation des bornes de recharge des véhicules électriques de 400 volts  
28 (V) et plus à courant continu. Cette proposition découle de la décision D-2016-033 de la  
29 Régie dans laquelle elle demande au Distributeur d'élaborer une proposition permettant de  
30 répondre à ses préoccupations à l'égard des véhicules électriques<sup>36</sup>.

31 À la section 4.2, le Distributeur présente les autres modifications à son offre tarifaire.

<sup>33</sup> Voir la section 3.4 de la pièce HQD-10, document 1.

<sup>34</sup> De 8 % de plus que la hausse moyenne par année.

<sup>35</sup> Notes sténographiques du 10 décembre 2015, dossier R-3933-2015 (A-0049), pages 130 et 131.

<sup>36</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 1042.

#### 4.1. **Projet pilote visant l'alimentation des bornes de recharge de véhicules électriques de 400 V et plus à courant continu**

##### 4.1.1. **Contexte**

1 Dans sa décision D-2016-033, la Régie mentionne que le développement du marché et des  
2 services de recharge arrive à un stade où son traitement réglementaire mérite d'être  
3 considéré. Elle estime que la tarification des services de recharge pourra être abordée à la  
4 suite du dépôt de la politique énergétique du gouvernement du Québec. Quant aux  
5 approvisionnements, la Régie ne considère pas qu'il y ait d'enjeux à fournir l'énergie requise,  
6 mais qu'il y a lieu de se préoccuper de l'impact sur la puissance coïncidente.

7 Pour le Distributeur, la recharge des véhicules électriques (VÉ) constitue un nouvel usage  
8 qui est appelé à croître au cours des prochaines années au rythme de l'adoption des VÉ au  
9 Québec. Il se traduira donc par de nouvelles ventes, lesquelles sont particulièrement  
10 souhaitables dans le contexte énergétique actuel.

11 La recharge se fait principalement au domicile du propriétaire du VÉ. Cet usage s'ajoute aux  
12 autres usages d'une résidence et la consommation totale est facturée au tarif domestique. La  
13 recharge à l'extérieur du domicile se fait généralement chez un commerçant ou chez un  
14 employeur, faisant partie d'un réseau de recharge publique (*Circuit électrique*, FLO, Azra,  
15 Astria), ou encore à une borne sur rue appartenant à des villes ou municipalités. À  
16 l'exception des bornes sur rue qui font l'objet d'un abonnement distinct, ces bornes sont  
17 normalement rattachées à un abonnement existant et la consommation totale est facturée au  
18 tarif général applicable. Le reste des besoins de recharge est comblé à partir de bornes  
19 rapides de 400 V et plus à courant continu, afin notamment d'assurer une autonomie aux  
20 usagers lors de plus longs déplacements.

21 Ces possibilités de recharge, les caractéristiques propres à ce nouvel usage et le  
22 développement anticipé des technologies résultent en des habitudes de consommation qui  
23 sont encore imprécises et qui sont appelées à évoluer dans les prochaines années.

24 Dans ce contexte, le Distributeur juge qu'il est prématuré de se prononcer sur l'ensemble des  
25 enjeux liés aux conditions de service et à la tarification de cet usage. D'autant plus que, dans  
26 la foulée de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec, la mobilité  
27 électrique est un des sujets qui fera l'objet de l'avis sur les mesures susceptibles d'améliorer  
28 les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité<sup>37</sup> que la Régie transmettra au ministre  
29 de l'Énergie et des Ressources naturelles au printemps 2017 à sa demande.

30 Bien que le Distributeur soit préoccupé par l'impact que pourrait avoir la croissance de cette  
31 charge sur le réseau, il n'entend pas proposer pour l'instant de mesures de gestion  
32 spécifiques pour cet usage compte tenu du faible nombre de voitures électriques et de la  
33 technologie utilisée à domicile. Le Distributeur suivra la pénétration de cet usage au cours  
34 des prochaines années. Il évaluera également la possibilité de mettre à profit des

---

<sup>37</sup> <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=374&phase=1&Provenance=A&generate=true>



1 technologies qui pourraient permettre de gérer cette charge et de mettre en place des  
2 mesures afin d'inciter les utilisateurs à une recharge en dehors des heures de pointe du  
3 réseau. Éventuellement, les clients pourraient ainsi être encouragés à gérer leur  
4 consommation par l'entremise de programmes de gestion de la demande, à l'image des  
5 interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) pour le marché résidentiel.

6 Pour l'instant, les tarifs du Distributeur permettent de facturer adéquatement l'électricité livrée  
7 pour la recharge, que ce soit à l'un des tarifs domestiques ou généraux (parmi l'ensemble  
8 des usages visés par l'abonnement) ou au tarif G dans le cas de l'abonnement distinct d'une  
9 charge de moins de 50 kW. Cependant, pour l'alimentation des bornes de recharge de 400 V  
10 et plus à courant continu (BRCC) qui fait l'objet d'un abonnement distinct et dont l'usage est  
11 caractérisé par une très faible utilisation de la puissance, aucun des tarifs actuels n'est  
12 adapté pour bien facturer les coûts engendrés.

13 Conséquemment, dans le présent dossier, le Distributeur s'en tient à proposer une  
14 tarification plus juste pour l'électricité livrée à l'abonnement associé à une borne de recharge  
15 rapide, dont la consommation est mesurée distinctement et facturée à son propriétaire qui  
16 offre un service de recharge aux usagers. Le Distributeur n'entend pas intervenir dans la  
17 tarification de la recharge à l'utilisateur. Ce service, offert par divers réseaux dont le *Circuit*  
18 *électrique* et celui de l'entreprise Tesla, est encore à un stade embryonnaire de déploiement  
19 au Québec.

#### 4.1.2. **Portrait de la recharge au Québec**

20 À ce jour, plus de 10 000 véhicules électriques rechargeables sont immatriculés au Québec,  
21 soit des véhicules tout électrique (45 %) ou hybrides (55 %). L'adoption des VÉ est facilitée  
22 par les politiques mises en place par le gouvernement du Québec qui s'est engagé à  
23 développer le transport électrique afin, entre autres, de lutter contre les changements  
24 climatiques par la diminution des gaz à effet de serre et de réduire la dépendance aux  
25 hydrocarbures, permettant ainsi d'améliorer la balance commerciale.

26 Concrètement, des mesures pour le transport électrique individuel ont été mises en place,  
27 tels le programme de subvention à l'achat d'un VÉ *Roulez vert* et le programme *Branché au*  
28 *travail* qui encourage l'installation de bornes de recharge chez les entreprises. Par ailleurs, le  
29 *Circuit électrique*, développé par Hydro-Québec et ses 147 partenaires, poursuit sa mission  
30 de soutenir l'arrivée des VÉ en déployant un réseau de recharge publique au Québec.  
31 L'engagement du gouvernement se traduit par un parc qui représente 50 % des VÉ au  
32 Canada, avec une cible de 100 000 véhicules rechargeables immatriculés au Québec à  
33 l'horizon 2020.

34 Les VÉ se déploient également ailleurs en Amérique du Nord et en Europe. Certaines  
35 juridictions offrent des incitatifs financiers, des incitatifs à l'utilisation et des tarifs spécifiques  
36 pour l'alimentation de la recharge. Il existe également divers modèles d'affaires pour le  
37 service à l'utilisateur.

1 Différents types de recharge s’offrent aux propriétaires de VÉ avec comme principale  
 2 distinction la tension d’alimentation, la durée nécessaire à la recharge ainsi que le coût de la  
 3 borne et de son installation. Ils sont typiquement classés dans le marché selon la  
 4 nomenclature<sup>38</sup> décrite au tableau 8, soit des bornes de niveau 1 ou 2 et des BRCC. Le  
 5 détenteur de l’abonnement et client du Distributeur est soit le propriétaire du VÉ à son  
 6 domicile, soit un hôte qui offre le service de recharge à différents usagers. Ce service est  
 7 facturé ou offert gratuitement, selon le modèle d’affaires retenu.

**TABLEAU 8 :  
DESCRIPTION DES TYPES DE RECHARGE**

	Type de recharge		
	Niveau 1	Niveau 2	BRCC
	Borne branchée sur une prise 120 V 1,4 à 1,9 kW	Borne de 240 V 3,5 à 19,2 kW (généralement 3 à 10 kW)	Borne de 400 V et plus 50 kW et plus
km/temps de recharge	5 à 7 km / 1 heure	15 à 30 km / 1 heure	90 km / 20 minutes
Usage	À domicile, employeur	À domicile, employeur, commerçants, municipalités, sur rue	Commerçants, municipalités, MTQ

8 Puisque les bornes de niveau 2 ne permettent pas d’effectuer la recharge assez rapidement  
 9 pour les déplacements de plus longue distance, la mise en place de BRCC sur l’ensemble du  
 10 territoire permettra de répondre à ce besoin et de contribuer au déploiement des VÉ. De  
 11 plus, la recharge rapide permet de répondre aux besoins de propriétaires de VÉ ne  
 12 disposant pas de recharge à domicile. Le *Circuit électrique*, avec environ 50 BRCC,  
 13 l’entreprise Tesla avec une trentaine de BRCC réparties sur 4 sites et le circuit AZRA avec  
 14 7 BRCC, en service ou en cours d’installation, représentent l’offre de recharge rapide au  
 15 Québec à ce jour.

**4.1.3. Bornes de recharge de 400 V et plus à courant continu**

16 Les bornes de recharge de 400 V et plus à courant continu, dont la puissance installée est  
 17 d’au moins 50 kW, permettent une recharge beaucoup plus rapide que les bornes de  
 18 niveau 2, soit en une vingtaine de minutes plutôt qu’en quelques heures.

19 Bien que certaines BRCC soient plus utilisées que d’autres, leur profil de consommation est  
 20 caractérisé par un très faible facteur d’utilisation (FU). Pour les abonnements des BRCC du  
 21 *Circuit électrique*, le FU varie de 0,5 % à 8 % pour une moyenne de 3 %. L’utilisation accrue  
 22 de ces bornes rapides avec la croissance des VÉ au Québec pourrait contribuer à  
 23 augmenter leur FU, mais il est probable que celui-ci demeure faible, un des objectifs des

<sup>38</sup> SAE international (<http://www.sae.org/>)

1 hôtes étant de minimiser le temps d'attente et de répondre à la demande par l'ajout de  
2 bornes additionnelles.

3 Comme mentionné précédemment, les bornes individuelles sont facturées au tarif G. Avec  
4 l'ajout de bornes sur un même site, résultant en une augmentation de la puissance maximale  
5 appelée à plus de 50 kW, le tarif G-9 devient alors le tarif applicable. Ce tarif ne reflète  
6 toutefois pas le coût pour un usage dont le FU ne dépasse jamais 10 %. Le tarif G-9  
7 s'applique aux abonnements dont la puissance est d'au moins 65 kW et est établi pour des  
8 abonnements dont le FU se situe entre 15 % et 25 %, avec une moyenne de 21 %.

9 À titre illustratif, avec un prix de l'ordre de 25 ¢/kWh au tarif G-9 pour une installation à deux  
10 bornes rapides dont le FU est de 4 %, les tarifs généraux actuels peuvent constituer un frein  
11 au déploiement du réseau de recharge de VÉ.

12 Le Distributeur propose d'introduire un tarif adapté à un usage à très faible FU qui permet un  
13 passage plus harmonieux entre le tarif G actuel et le tarif G-9, tout en offrant un signal de  
14 prix pour gérer la puissance et améliorer le FU pour les charges excédant 50 kW. Il est  
15 proposé d'introduire le tarif BR dans le cadre d'un projet pilote d'une durée de 5 ans, les  
16 lettres BR signifiant « borne de recharge ». Ce projet pilote permettra au Distributeur de  
17 suivre le déploiement des bornes de recharge au Québec, de documenter ce nouvel usage  
18 et de conserver une flexibilité dans le proche avenir.

19 La consommation d'électricité liée à la recharge de véhicules devrait connaître un essor au  
20 cours des prochaines années, justifiant ainsi l'implantation du projet pilote. L'avancée des  
21 technologies liées à la mobilité électrique et à l'arrivée de nouveaux produits, tant pour ce qui  
22 est des modèles de véhicules qu'au plan du stockage et des bornes de recharge, milite en  
23 faveur d'une approche par étape. Le Distributeur pourra alors adapter, si nécessaire, son  
24 offre tarifaire en fonction de l'évolution des technologies et du marché.

25 Le tarif expérimental proposé s'appliquerait seulement à l'abonnement au titre duquel  
26 l'électricité est livrée aux fins de l'alimentation d'une borne de recharge de véhicules. Toutes  
27 les bornes de recharge de 400 V et plus à courant continu, sur un même site et appartenant  
28 au même client, devront faire l'objet d'un même abonnement. Le tarif G ne pourra plus  
29 s'appliquer aux BRCC. Ainsi, tous les abonnements des BRCC actuels seraient désormais  
30 facturés au tarif BR. Bien que le tarif BR vise principalement les BRCC, il pourra également  
31 s'appliquer à l'alimentation de bornes de niveau 2, au choix du client.

32 Par ailleurs, les usages connexes, tel l'éclairage, seraient admissibles au tarif expérimental  
33 BR jusqu'à concurrence de 10 kW.

34 Pour bien documenter ce nouvel usage ainsi que pour compléter et mieux comprendre les  
35 données de consommation, le Distributeur tient à obtenir de l'information précise sur  
36 l'utilisation individuelle des bornes. Pour ce faire, dans le cadre du projet pilote, les clients  
37 devront fournir les statistiques de recharge pour chacune des bornes afin d'être admissibles  
38 au tarif BR. Ces données permettront d'évaluer la capacité de gestion des installations à  
39 plusieurs bornes et l'impact du signal de prix sur les appels de puissance et le FU.

#### 4.1.4. Balisage

1 Pour l'instant, peu de distributeurs offrent des tarifs spécifiques à l'alimentation de la  
2 recharge dite rapide qui se répand graduellement en Amérique du Nord. Environ  
3 2 200 BRCC sont réparties sur le territoire américain alors qu'une cinquantaine est installée  
4 dans le reste du Canada.

5 La faible utilisation actuelle des bornes de recharge a incité certains distributeurs à adopter  
6 des tarifs spécifiques pour l'alimentation de la recharge de VÉ dans le cadre de projets  
7 pilotes. Ces projets pilotes visent à favoriser l'adoption des VÉ et comprendre les impacts de  
8 la recharge sur le réseau. L'approche tarifaire consiste à réduire la portion de la puissance  
9 dans la facture du client.

10 Le distributeur *Connecticut Light & Power* a introduit en juillet 2014, pour une durée de 2 ans,  
11 un tarif expérimental où la composante puissance du tarif est éliminée et incluse dans le prix  
12 d'énergie, en supposant un FU moyen de 40 %. Le prix d'énergie est environ le double du  
13 prix d'énergie applicable au tarif régulier lequel inclut une prime de puissance. Le tarif  
14 s'applique aux BRCC conditionnellement à l'autorisation du distributeur.

15 Pour la période de juillet 2013 à juin 2018, *Hawaiian Electric Company* a introduit un tarif  
16 pilote ne comportant pas de prime de puissance applicable pour la recharge publique de VÉ.  
17 Le mesurage doit être distinct et la puissance raccordée ne peut dépasser 100 kW. Le prix  
18 de l'énergie est différencié selon des plages horaires quotidiennes. Des interruptions  
19 volontaires sont planifiées afin d'évaluer la faisabilité du contrôle des charges et l'impact sur  
20 le réseau.

21 À ce jour, il n'y a pas d'initiative particulière de la part de distributeurs canadiens. Les tarifs  
22 généraux actuels sont applicables à l'usage de la recharge rapide.

#### 4.1.5. Tarif expérimental proposé

23 Considérant les faibles FU pour les BRCC actuelles, soit inférieurs à 10 %, le Distributeur  
24 propose de calibrer un tarif pour l'usage spécifique des bornes de recharge sur la base d'un  
25 FU pouvant varier entre 0 % et 10 %.

26 De façon générale, plus le FU d'une charge est élevé, plus celle-ci risque d'être coïncidente  
27 à la pointe. En deçà d'un FU de 30 % (soit 216 heures d'utilisation par mois), la coïncidence  
28 à la pointe diminue rapidement à mesure que le FU décroît.

29 Ainsi, une plus faible utilisation de la puissance maximale appelée justifie une prime de  
30 puissance moindre pour récupérer les coûts de puissance. C'est sur cette base qu'est calibré  
31 le tarif G-9 qui est conçu pour des FU inférieurs à 30 %. La prime de puissance est en effet  
32 diminuée de façon à correspondre à une proportion de 30 % de celle du tarif M<sup>39</sup> et, en  
33 contrepartie, le prix d'énergie est accru de manière à récupérer en énergie la différence entre  
34 les primes de puissance des deux tarifs.

---

<sup>39</sup> Dossier R-3541-2004, pièce HQD-1, document 3, section 7.3.

1 Le Distributeur propose d'introduire un tarif de type Wright, c'est-à-dire un tarif sans prime de  
2 puissance mais dont les prix d'énergie tiennent compte de la puissance maximale appelée et  
3 du FU de cette puissance. Un tel type de tarif permet d'offrir un signal de prix de puissance  
4 tout en reflétant plus fidèlement le coût de puissance associé à des charges de très courte  
5 utilisation.

6 Ce tarif est composé de trois prix pour autant de tranches de consommation d'énergie. Une  
7 1<sup>re</sup> tranche calibrée sur le tarif G actuel, qui vise les kilowattheures associés aux 50 premiers  
8 kilowatts de la puissance maximale appelée, est proposée afin d'assurer une transition  
9 graduelle entre les deux tarifs. Le prix pour la consommation en 1<sup>re</sup> tranche est fixé à  
10 11,00 ¢/kWh, soit le prix unitaire au tarif G pour un appel de puissance de 50 kW à un FU de  
11 3 %.

12 Quant à la consommation excédant 50 kW, le Distributeur propose deux tranches. Celles-ci  
13 sont conçues sur la base de deux plages de FU, soit de 0 à 3 % et de 3 % à 10 %. Le FU de  
14 3 % correspond au FU moyen des BRCC actuelles.

15 Pour la 2<sup>e</sup> tranche de consommation associée à un FU entre 0 et 3 %, le prix d'énergie est  
16 dérivé d'une structure binôme, pour une utilisation de 3 % de la puissance, dont la prime  
17 correspondrait à 10 % de la prime du tarif M et dont le prix d'énergie permet la neutralité  
18 avec le tarif G-9 pour un FU de 10 %. Cette structure est composée d'une prime de  
19 puissance de 1,46 \$/kW et d'un prix d'énergie de 13,89 ¢/kWh. Ainsi, la prime de puissance  
20 de 1,46 \$/kW exprimée en énergie sur la base de 21,6 heures porte le prix à 20,65 ¢/kWh.

21 La 3<sup>e</sup> tranche, pour un FU entre 3 % et 10 %, permet d'assurer une transition vers le tarif G-9  
22 lorsque le FU atteint 10 % pour une puissance appelée de 200 kW. Le prix de 13,89 ¢/kWh  
23 est majoré à 16,23 ¢/kWh afin de compenser les revenus plus faibles associés à la tranche  
24 de moins de 50 kW.

25 Une telle structure permet d'inciter les propriétaires de stations de recharge disposant de  
26 plus de quatre bornes rapides à gérer leur FU et à migrer vers le tarif G-9 lorsqu'un FU  
27 supérieur à 10 % est atteint. En effet, le Distributeur prend comme hypothèse qu'une station  
28 disposant d'un certain nombre de bornes profitera d'une diversité d'utilisation dans le temps  
29 et que son propriétaire sera plus en mesure de mettre en œuvre des mesures de contrôle de  
30 la charge.

31 Comme l'illustre le tableau 9, le tarif proposé permet d'intégrer la composante puissance au  
32 fur et à mesure que les appels de puissance deviennent plus importants, tout en  
33 encourageant le client à améliorer son FU. La structure permet ainsi de tenir compte de la  
34 capacité de gestion de la puissance qui résulte de la multiplication des bornes sur un même  
35 site.

36 Toutes les composantes du tarif BR évolueront en fonction des tarifs G, M et G-9 auxquels  
37 elles se rattachent.

**TABLEAU 9 :  
EXEMPLES D'APPLICATION DU TARIF BR**

<b>Données de consommation</b>						
kW		50	50	50	50	50
FU		2%	4%	6%	8%	10%
kWh		720	1 440	2 160	2 880	3 600
<b>Facture</b>						
kWh	Seuil					
1re tranche	50 kW	720	1 440	2 160	2 880	3 600
2e tranche	3%	-	-	-	-	-
3e tranche	reste	-	-	-	-	-
<b>Facturation</b>						
1re tranche	11,00 ¢/kWh	79 \$	158 \$	238 \$	317 \$	396 \$
2e tranche	20,65 ¢/kWh	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
3e tranche	16,23 ¢/kWh	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
Total		79 \$	158 \$	238 \$	317 \$	396 \$
<b>Coût moyen</b>	<b>¢/kWh</b>	<b>11,0</b>	<b>11,0</b>	<b>11,0</b>	<b>11,0</b>	<b>11,0</b>
<b>Données de consommation</b>						
kW		70	70	70	70	70
FU		2%	4%	6%	8%	10%
kWh		1 008	2 016	3 024	4 032	5 040
<b>Facture</b>						
kWh	Seuil					
1re tranche	50 kW	720	1 440	2 160	2 880	3 600
2e tranche	3%	288	432	432	432	432
3e tranche	reste	0	144	432	720	1 008
<b>Facturation</b>						
1re tranche	11,00 ¢/kWh	79 \$	158 \$	238 \$	317 \$	396 \$
2e tranche	20,65 ¢/kWh	59 \$	89 \$	89 \$	89 \$	89 \$
3e tranche	16,23 ¢/kWh	0 \$	23 \$	70 \$	117 \$	164 \$
Total		139 \$	271 \$	397 \$	523 \$	649 \$
<b>Coût moyen</b>	<b>¢/kWh</b>	<b>13,8</b>	<b>13,4</b>	<b>13,1</b>	<b>13,0</b>	<b>12,9</b>
<b>Données de consommation</b>						
kW		100	100	100	100	100
FU		2%	4%	6%	8%	10%
kWh		1 440	2 880	4 320	5 760	7 200
<b>Facture</b>						
kWh	Seuil					
1re tranche	50 kW	720	1 440	2 160	2 880	3 600
2e tranche	3%	720	1 080	1 080	1 080	1 080
3e tranche	reste	-	360	1 080	1 800	2 520
<b>Facturation</b>						
1re tranche	11,00 ¢/kWh	79 \$	158 \$	238 \$	317 \$	396 \$
2e tranche	20,65 ¢/kWh	149 \$	223 \$	223 \$	223 \$	223 \$
3e tranche	16,23 ¢/kWh	- \$	58 \$	175 \$	292 \$	409 \$
Total		228 \$	440 \$	636 \$	832 \$	1 028 \$
<b>Coût moyen</b>	<b>¢/kWh</b>	<b>15,8</b>	<b>15,3</b>	<b>14,7</b>	<b>14,4</b>	<b>14,3</b>

#### 4.1.6. Suivi

1 Le Distributeur effectuera un suivi annuel à la Régie de l'adhésion au tarif BR expérimental  
2 dans le cadre de ses dossiers tarifaires, notamment quant au nombre d'abonnements et à la  
3 consommation.

#### 4.2. Autres modifications

4 Outre les changements apportés aux tarifs domestiques indiqués à la section 3 et  
5 l'introduction du tarif BR expérimental proposé visant l'alimentation des bornes de recharge  
6 de véhicules électriques indiquée à la section 4.1, le Distributeur apporte des précisions à  
7 l'application des tarifs. De plus, certaines modifications visent à harmoniser la formulation et  
8 la présentation de modalités actuelles ou à corriger la terminologie et la syntaxe. Ces  
9 changements sont :

- 10 • L'article 2.11 des Tarifs est modifié pour officialiser la pratique actuelle, selon laquelle  
11 les résidences de tourisme au sens de la *Loi sur les établissements d'hébergement*  
12 *touristique* sont admissibles au tarif D si elles répondent à la définition de logement  
13 fournie dans les Tarifs et que le mesurage est distinct. Cette pratique est cohérente  
14 avec l'exception déjà autorisée pour les gîtes touristiques de 9 chambres ou moins et  
15 l'admissibilité d'un usage mixte au tarif D. De plus, elle permet de maintenir ces  
16 résidences au tarif D puisqu'il s'agissait du tarif applicable avant qu'elles ne soient  
17 visées par cette loi.
- 18 • L'article 2.38 relatif au tarif DT est modifié de manière à préciser qu'il s'applique dans  
19 tous les cas de non-conformité du système biénergie et afin de permettre au client de  
20 demander une correction de facture pour une période maximale de 12 mois. Par  
21 ailleurs, un article est ajouté au tarif DT afin de préciser la procédure actuelle  
22 d'adhésion à ce tarif et la responsabilité du client quant à la conformité de son  
23 système biénergie.
- 24 • L'article 2.55 relatif à la facture du client à l'option de mesurage net pour  
25 autoproducteur est modifié afin d'introduire un montant mensuel minimal pour tenir  
26 compte du fait que la redevance du tarif D et du tarif DM est appelée à disparaître.  
27 Par ricochet, un montant mensuel minimal de la facture est également introduit si le  
28 client est assujetti au tarif G. Dans ce cas, ce montant correspond à la redevance  
29 d'abonnement.
- 30 • L'article 6.35 relatif à l'option d'électricité additionnelle de grande puissance et la  
31 définition de la puissance de référence sont modifiés afin de simplifier la modalité  
32 relative au facteur de puissance. Cette simplification n'a pas d'impact sur l'application  
33 de la modalité ni sur la facture du client qui adhère à l'option.
- 34 • Les articles 8.3 et 8.4 sont modifiés afin de clarifier l'établissement de la facture aux  
35 tarifs à forfait et de remplacer la notion de montant mensuel minimal pour  
36 l'abonnement annuel ou l'abonnement de courte durée qui se répète d'année en  
37 année par une puissance à facturer minimale. Ainsi, l'alinéa b de l'article 8.4 est

1 modifié pour spécifier, à l’instar des abonnements de courte durée qui ne se répètent  
2 pas année après année, une puissance à facturer minimale par point de livraison. Les  
3 puissances de 0,2 kW et 0,6 kW correspondent aux puissances qui ont été utilisées  
4 pour établir le montant mensuel minimal de la facture de l’article 8.3 actuel. La  
5 modification proposée à l’article 8.4 permet ainsi de supprimer la référence au  
6 montant mensuel minimal à l’article 8.3.

- 7 • Le libellé de l’article 10.13 est modifié pour indiquer qu’Hydro-Québec établit  
8 désormais la facture de la période de consommation chevauchant le 1<sup>er</sup> avril d’après  
9 la relève du compteur qu’elle effectue le 31 mars en tenant compte non seulement de  
10 l’énergie consommée, comme elle le fait depuis le 1<sup>er</sup> avril 2014, mais aussi de la  
11 puissance maximale appelée. De plus, l’ordre d’apparition des éléments est inversé  
12 pour refléter la pratique actuelle, la relève du 31 mars étant maintenant effectuée  
13 dans la majorité des cas.
- 14 • L’article 12.4 relatif aux frais liés à l’inaccessibilité d’un compteur est ajouté pour  
15 refléter la décision D-2016-118 (R-3964-2016). Ces frais sont en vigueur à compter  
16 du 25 juillet 2016.

17 L’ensemble des modifications proposées aux Tarifs ainsi que leur justification sont détaillées  
18 à la pièce HQD-14, document 4 pour la version française et à la pièce HQD-14, document 5  
19 pour la version anglaise<sup>40</sup>.

## 5. SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

### 5.1. Mesures visant les exploitations agricoles

20 Dans sa décision D-2013-174<sup>41</sup>, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d’étendre  
21 le tarif DT aux exploitations agricoles et d’offrir l’option d’électricité additionnelle (OEA) pour  
22 l’éclairage de photosynthèse.

23 Ces mesures, qui faisaient partie d’une série d’initiatives du gouvernement du Québec dans  
24 le cadre de sa Politique de souveraineté alimentaire dévoilée le 16 mai 2013, visaient à  
25 appuyer le développement du secteur serricole en réduisant les coûts énergétiques des  
26 producteurs en serre et en améliorant leur compétitivité, tout en contribuant au  
27 développement durable.

28 Pour le Distributeur, ces mesures, qui visaient un secteur d’activité ciblé par le  
29 gouvernement, se voulaient structurantes en permettant d’accroître les ventes d’électricité  
30 tout en répondant aux besoins de gestion du réseau, et ce, à l’avantage de l’ensemble de la  
31 clientèle.

---

<sup>40</sup> 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.

<sup>41</sup> Décision D-2013-174, paragraphe 79.



1 Dans sa décision D-2016-033<sup>42</sup>, la Régie exprimait son accord avec les conclusions du  
2 Distributeur quant au maintien des conditions d'admissibilité des serriculteurs au tarif DT<sup>43</sup> et  
3 lui demandait de maintenir le suivi des adhésions et de leur impact.

4 Le Distributeur tient à mentionner à la Régie qu'il a entrepris en 2016 des discussions avec  
5 les Producteurs en serre du Québec et d'autres partenaires, notamment le ministère de  
6 l'Énergie et des Ressources naturelles, le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de  
7 l'Alimentation du Québec, l'Union des producteurs agricoles et certains producteurs en serre  
8 afin d'évaluer la situation de la production en serre et les mesures qui pourraient être mises  
9 de l'avant pour favoriser la croissance de leur production et de leur consommation  
10 d'électricité. Ces démarches ne sont pas complétées. Pour l'instant, il est donc prématuré de  
11 modifier les modalités des mesures tarifaires applicables aux serres.

### **5.1.1. Tarif DT**

12 Tel qu'il a été mentionné dans les dossiers R-3905-2014<sup>44</sup> et R-3933-2015<sup>45</sup>, 2 serriculteurs  
13 maraîchers, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans  
14 chacun des cas, ont souscrit en 2014 au tarif DT. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis.

15 Pour la 2<sup>e</sup> année d'adhésion, le Distributeur constate au total une augmentation de la  
16 consommation d'électricité d'environ 10 %, une économie annuelle moyenne sur la facture  
17 d'électricité de près de 40 % par rapport au tarif D et un prix unitaire d'environ 35 % plus  
18 avantageux que le prix moyen du mazout de 73 ¢/litre pour la saison de chauffage 2015-  
19 2016. Ces économies tiennent compte du fait que ces deux abonnements paient une prime  
20 de puissance au tarif DT pour leurs appels de puissance en dehors de la période de pointe  
21 où ils consomment du mazout. Par ailleurs, la participation de ces 2 clients agricoles au parc  
22 biénergie existant n'a pas d'impact sur la rentabilité du tarif DT.

### **5.1.2. Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse**

23 Au 1<sup>er</sup> juillet 2016, 14 abonnements sont facturés à l'option d'électricité additionnelle pour  
24 l'éclairage de photosynthèse et, pour 12 d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Onze de  
25 ces abonnements ont une consommation de base facturée au tarif M alors que pour  
26 3 d'entre eux, elle est facturée au tarif D. Les puissances de référence varient entre 0 et  
27 775 kW<sup>46</sup>.

28 Pour les 9 abonnements ayant adhéré à l'option au cours des années 2013 et 2014, le  
29 Distributeur observe une augmentation globale de la consommation de 20 % en comparant  
30 la période du 1<sup>er</sup> avril 2015 au 31 mars 2016 à celle du 1<sup>er</sup> avril 2013 au 31 mars 2014. Bien

<sup>42</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 896.

<sup>43</sup> Dossier R-3933-2015, pièce HQD-14, document 2 (B-0049), section 6.1.

<sup>44</sup> Dossier R-3905-2014, pièce HQD-14, document 2 (B-0049), section 4.1.1.

<sup>45</sup> Dossier R-3933-2015, pièce HQD-14, document 2 (B-0049), section 6.1.

<sup>46</sup> Pour une serre qui était auparavant au tarif de transition - photosynthèse, l'abonnement inclut uniquement cet usage, ce qui explique une puissance de référence de 0.

1 qu'une croissance de la consommation soit observée pour 4 serres, 4 d'entre elles ont  
2 diminué leur consommation alors qu'une l'a maintenue au même niveau.

3 Les données de facturation sur une période de 12 mois se terminant au 31 mars 2016,  
4 montrent que la facture d'électricité pour la consommation facturée à l'option et celle de  
5 référence facturée au tarif régulier représente, pour ces abonnements, une économie du  
6 même ordre que celle estimée l'année dernière, soit 40 % par rapport à une facturation de  
7 toute la consommation au tarif régulier. Cette économie se traduit par un manque à gagner  
8 pour le Distributeur qui s'élève à 0,8 M\$.

9 Par ailleurs, 4 serres additionnelles bénéficient de l'option depuis le printemps 2015 et une  
10 depuis l'hiver 2016. Il ne s'agit pas de nouvelles superficies de culture puisque 4 d'entre elles  
11 sont des reprises d'installations laissées vacantes qui étaient facturées à l'option d'électricité  
12 additionnelle (OEA) auparavant alors que l'abonnement de la cinquième était facturé au tarif  
13 de transition - photosynthèse.

14 Durant l'hiver 2015-2016, il n'y a eu qu'une seule période de restriction qui a totalisé  
15 6 heures. Une seule serre a enregistré une consommation significative au-delà de sa  
16 référence en période de restriction correspondant à 7 % de la consommation totale de la  
17 période de consommation.

## 5.2. Tarif de développement économique

18 Dans sa décision D-2016-033<sup>47</sup>, la Régie demandait au Distributeur de poursuivre le suivi du  
19 tarif de développement économique. À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec  
20 neuf clients, principalement des centres de données, pour lesquels le tarif pourrait  
21 s'appliquer dans certains cas dès la fin 2016.

22 Le tableau 10 présente la simulation de la neutralité du tarif de développement économique.  
23 Outre le coût à la marge qui est évalué sur la base des coûts évités de l'énergie et de la  
24 puissance du présent dossier<sup>48</sup>, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du  
25 dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites<sup>49</sup>.

---

<sup>47</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 926.

<sup>48</sup> Pièce HQD-4, document 4.

<sup>49</sup> Dossier R-3905-2014, pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107), réponse à la question 6.1, pages 11 et 12.

**TABLEAU 10 :  
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ (¢/KWH)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,0	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	3,0	0,0	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,1	1,3	4,4	0,2	4,6	(0,6)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,2	1,3	4,7	0,2	4,9	(0,8)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE + transition	3,1	0,3	1,4	4,8	0,2	5,0	(0,7)	4,3	-15,0%	5,0
2022	TDE + transition	3,2	0,3	1,4	4,9	0,2	5,1	(0,6)	4,6	-10,0%	5,1
2023	TDE + transition	3,3	0,4	1,4	5,1	0,2	5,3	(0,4)	4,9	-5,0%	5,1
Annuité 5,248%		<b>3,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>4,0</b>	<b>0,2</b>	<b>4,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>4,1</b>	<b>-17,2%</b>	<b>5,0</b>

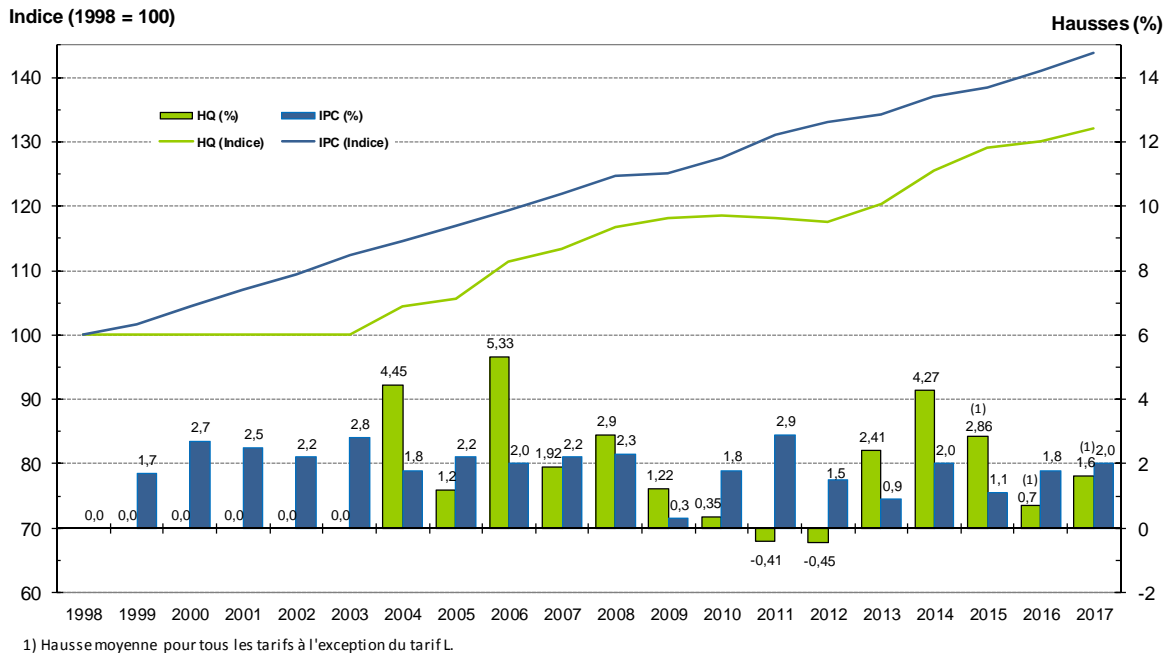
- 1 L'analyse de rentabilité montre que le coût à la marge du Distributeur correspond au tarif de
- 2 développement économique pour un client au tarif L.
- 3 Par ailleurs, la disponibilité de l'électricité patrimoniale contribue au maintien de la rentabilité
- 4 du tarif.



## **ANNEXE A**



**FIGURE A-1 :  
ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION 1998-2017**



**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 2015	2,86 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
	1 <sup>er</sup> avril 2016	0,7 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
BC Hydro (BC)	1 <sup>er</sup> avril 2015	6,0 %	
	1 <sup>er</sup> avril 2016	4,0 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 <sup>er</sup> octobre 2015	1,63 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 <sup>er</sup> avril 2015	-13,1 % <sup>(1)</sup>	Baisse de la composante fourniture
	1 <sup>er</sup> avril 2016	-10,8 % <sup>(1)</sup>	Baisse de la composante fourniture
EPCOR Energy (AB)	1 <sup>er</sup> avril 2015	-2,8 % <sup>(1)</sup>	Baisse de la composante fourniture
	1 <sup>er</sup> avril 2016	-10,2 % <sup>(1)</sup>	Baisse de la composante fourniture
Hydro Ottawa (ON)	1 <sup>er</sup> mai 2015	6,0 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> novembre 2015	9,6 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> janvier 2016	-3,4 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> mai 2016	0,2 % <sup>(1)</sup>	
Manitoba Hydro (MB)	1 <sup>er</sup> août 2015	3,95 %	
	1 <sup>er</sup> août 2016	3,36 %	
Maritime Electric (PE)	1 <sup>er</sup> mars 2015	2,2 %	Hausse du client domestique moyen
	1 <sup>er</sup> mars 2016	2,3 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 <sup>er</sup> juillet 2015	-2,3 à -8,2 %	Baisse des tarifs domestique et généraux
	1 <sup>er</sup> juillet 2015	2,7 %	Hausse du tarif industriel
	1 <sup>er</sup> juillet 2016	9,5 %	
Newfoundland Power (NL)	1 <sup>er</sup> juillet 2015	-5,25 %	Baisse moyenne des tarifs
	1 <sup>er</sup> juillet 2016	-7,9 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 <sup>er</sup> janvier 2016	0 % à -2,2 %	
SaskPower (SK)	1 <sup>er</sup> janvier 2015	3,0 %	
	1 <sup>er</sup> juillet 2016	5,0 %	Hausse accordée provisoirement
Toronto Hydro (ON)	1 <sup>er</sup> mai 2015	4,5 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> novembre 2015	8,1 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> janvier 2016	18,9 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> mai 2016	6,9 % <sup>(1)</sup>	
<b>Hausses tarifaires demandées/prévues</b>			
Hydro Québec (HQ)	1 <sup>er</sup> avril 2017	1,6 %	
BC Hydro (BC)	1 <sup>er</sup> avril 2017	3,5 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	2016 à 2020	2,0 %	Hausses annuelles moyennes prévues
Maritime Electric (PE)	1 <sup>er</sup> mars 2017 et 2018	2,3 %	
Nova Scotia Power (NS)	2017 à 2019	1,5 %	Hausses annuelles moyennes prévues
SaskPower (SK)	1 <sup>er</sup> janvier 2017	5,0 %	

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



**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
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 <sup>re</sup> tranche	\$	35,69	42,83	51,39	51,39	51,39	51,39	51,39
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	8,68	95,48	182,28	269,08	355,88
Total	\$	47,88	55,02	72,26	159,06	245,86	332,66	419,46
	¢/kWh	7,66	7,34	7,23	7,95	8,20	8,32	8,39
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2017)</b>								
Redevance	\$	11,30	11,30	11,30	11,30	11,30	11,30	11,30
Énergie								
1 <sup>re</sup> tranche	\$	37,00	44,40	56,83	56,83	56,83	56,83	56,83
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	3,61	93,81	184,01	274,21	364,41
Total	\$	48,30	55,70	71,74	161,94	252,14	342,34	432,54
	¢/kWh	7,73	7,43	7,17	8,10	8,40	8,56	8,65
<b>Écart</b>								
	\$	0,42	0,68	-0,52	2,88	6,28	9,68	13,08
	%	0,9%	1,2%	-0,7%	1,8%	2,6%	2,9%	3,1%

**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
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 <sup>re</sup> tranche	\$	73	194	971	1 457
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	87
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	87
Total	\$	85	207	983	1 555
	¢/kWh	11,35	10,33	9,83	10,37
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2017)</b>					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 <sup>re</sup> tranche	\$	74	197	987	1 481
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	88
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	88
Total	\$	86	210	999	1 581
	¢/kWh	11,51	10,49	9,99	10,54
<b>Écart</b>					
	\$	1	3	16	25
	%	1,4%	1,5%	1,6%	1,6%

**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
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>						
<b>Énergie</b>						
1 <sup>re</sup> tranche	\$	986	1 233	9 860	10 353	10 353
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	6 954	35 136
<b>Puissance</b>						
Prime	\$	790	1 437	7 185	14 370	35 925
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	(2 453)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	(442)
<i>Sous-total</i>	\$	790	1 437	7 185	14 370	33 031
<b>Total</b>	\$	1 776	2 670	17 045	31 677	78 520
	¢/kWh	8,88	10,68	8,52	7,92	6,71
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2017)</b>						
<b>Énergie</b>						
1 <sup>re</sup> tranche	\$	1 002	1 253	10 020	10 521	10 521
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	7 068	35 712
<b>Puissance</b>						
Prime	\$	800	1 455	7 275	14 550	36 375
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	(2 483)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	(448)
<i>Sous-total</i>	\$	800	1 455	7 275	14 550	33 445
<b>Total</b>	\$	1 802	2 708	17 295	32 139	79 678
	¢/kWh	9,01	10,83	8,65	8,03	6,81
<b>Écart</b>						
	\$	26	38	250	462	1 158
	%	1,5%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%

**TABLEAU A-5 :**  
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES 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 2016)</b>						
Énergie	\$	79 326	103 734	195 264	593 928	793 260
Puissance						
Prime	\$	65 250	65 250	130 500	391 500	652 500
Crédits						
25 kV	\$	(4 905)	(4 905)	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 790)	(80 370)	(133 950)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(884)	(884)	(1 767)	(5 301)	(8 835)
<i>Sous-total</i>	\$	59 462	59 462	101 943	305 829	509 715
Total	\$	138 788	163 196	297 207	899 757	1 302 975
	¢/kWh	5,93	5,33	5,16	5,14	5,57
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2017)</b>						
Énergie	\$	80 730	105 570	198 720	604 440	807 300
Puissance						
Prime	\$	66 150	66 150	132 300	396 900	661 500
Crédits						
25 kV	\$	(4 965)	(4 965)	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(27 120)	(81 360)	(135 600)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(896)	(896)	(1 791)	(5 373)	(8 955)
<i>Sous-total</i>	\$	60 290	60 290	103 389	310 167	516 945
Total	\$	141 020	165 860	302 109	914 607	1 324 245
	¢/kWh	6,03	5,42	5,24	5,22	5,66
<b>Écart</b>						
	\$	2 232	2 664	4 902	14 850	21 270
	%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%

**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
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>								
Énergie	\$	76 284	99 756	187 776	571 152	762 840	997 560	1 067 650
Puissance								
Prime	\$	64 350	64 350	128 700	386 100	643 500	643 500	643 500
Crédits								
25 kV	\$	(4 905)	(4 905)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 790)	(80 370)	(133 950)	(133 950)	(133 950)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(884)	(884)	(1 767)	(5 301)	(8 835)	(8 835)	(8 835)
<i>Sous-total</i>	\$	58 562	58 562	100 143	300 429	500 715	500 715	500 715
Total	\$	134 846	158 318	287 919	871 581	1 263 555	1 498 275	1 568 365
	¢/kWh	5,76	5,17	5,00	4,97	5,40	4,90	4,79
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2017)</b>								
Énergie	\$	77 220	100 980	190 080	578 160	772 200	1 009 800	1 080 750
Puissance								
Prime	\$	64 950	64 950	129 900	389 700	649 500	649 500	649 500
Crédits	\$							
25 kV	\$	(4 965)	(4 965)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(27 120)	(81 360)	(135 600)	(135 600)	(135 600)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(896)	(896)	(1 791)	(5 373)	(8 955)	(8 955)	(8 955)
<i>Sous-total</i>	\$	59 090	59 090	100 989	302 967	504 945	504 945	504 945
Total	\$	136 310	160 070	291 069	881 127	1 277 145	1 514 745	1 585 695
	¢/kWh	5,83	5,23	5,05	5,03	5,46	4,95	4,84
<b>Écart</b>								
	\$	1 464	1 752	3 150	9 546	13 590	16 470	17 330
	%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%

**TABLEAU A-7 :  
REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES  
SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016<sup>50</sup>**

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
<b>Tarif D <sup>1</sup></b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	522
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	1 748
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	2 644
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,0
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,78	0,0
Total		4 915
<b>Tarif DP <sup>2</sup></b>		
Redevance (\$/mois) <sup>3</sup>	12,19	1
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	3
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	85
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	3,4
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,78	3,3
Total		95
<b>Tarif DM</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	30
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	99
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	51
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	1,0
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,78	0,3
Total		182
<b>Tarif DT</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	17
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,60	115
Énergie - Pointe (¢/kWh)	26,91	48
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,4
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,78	0,3
Total		181

<sup>1</sup> Tarif D appliqué aux clients qui restent admissibles au tarif D.

<sup>2</sup> Tarif D appliqué aux clients qui seraient admissibles au tarif DP.

<sup>3</sup> Redevance quotidienne exprimée sur une base mensuelle.

<sup>50</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2015.

**TABLEAU A-8 :**  
**REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL**  
**SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016<sup>51</sup>**

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
<b>Tarif G</b>		
Redevance <sup>1</sup> (\$/mois)	12,33	39
Énergie - 15 090 premiers kWh (¢/kWh)	9,71	861
Reste de l'énergie (¢/kWh)	6,60	16
Prime de puissance <sup>2</sup> (> 50 kW) (\$/kW)	17,31	14
Total		931
<b>Tarif M</b>		
Énergie - 210 000 premiers kWh (¢/kWh)	4,93	1 090
Reste de l'énergie (¢/kWh)	3,66	340
Prime de puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	14,37	1 114
Total		2 544
<b>Tarif LG</b>		
Énergie (¢/kWh)	3,39	293
Prime de puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	13,05	210
Total		500
<b>Tarif L</b>		
Énergie (¢/kWh)	3,26	926
Prime de puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	12,87	475
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	7,53	0
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	22,59	0
Total		1 401

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

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

<sup>51</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2015.

**TABLEAU A-9 :**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS DOMESTIQUES<sup>52</sup>**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
<b>Tarif D <sup>1</sup></b>			
<b>Clientèle résidentielle</b>	3 482 337	59 728	4 802
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 542 109	47 465	3 802
<i>Autres types de chauffage</i>	940 228	12 262	1 000
<b>Clientèle agricole</b>	44 133	1 357	113
<b>Total - Tarif D</b>	3 526 470	61 084	4 915
<b>Tarif DP <sup>2</sup></b>			
<b>Clientèle résidentielle</b>	2 830	642	60
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 236	508	47
<i>Autres types de chauffage</i>	594	134	12
<b>Clientèle agricole</b>	2 158	386	35
<b>Total - Tarif DP</b>	4 988	1 028	95
<b>Tarif DM</b>			
<b>Clientèle résidentielle</b>	19 326	2 300	179
<i>Chauffage tout électrique</i>	14 379	1 921	149
Sans puissance facturée	13 006	1 216	94
Avec puissance facturée	1 373	705	56
<i>Autres types de chauffage</i>	4 947	379	30
Sans puissance facturée	4 798	280	22
Avec puissance facturée	149	99	8
<b>Clientèle agricole</b>	319	34	3
Sans puissance facturée	256	16	1
Avec puissance facturée	63	17	2
<b>Total - Tarif DM</b>	19 645	2 334	182
Sans puissance facturée	18 060	1 512	117
Avec puissance facturée	1 585	822	65
<b>Tarif DT</b>	114 716	2 681	181

<sup>1</sup> Tarif D appliqué aux clients qui restent admissibles au tarif D.

<sup>2</sup> Tarif D appliqué aux clients qui seraient admissibles au tarif DP.

<sup>52</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2015 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016.



**TABLEAU A-10 :**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL**<sup>53</sup>

	<b>Abonnements</b>	<b>Consommation annuelle (GWh)</b>	<b>Revenus (M\$)</b>
<b>Tarif G</b>			
Agricole	1 514	42	4
Dont la puissance est facturée	61	6	1
Commercial	207 546	7 716	786
Dont la puissance est facturée	8 941	1 077	113
Industriel	11 146	487	50
Dont la puissance est facturée	1 081	118	13
Institutionnel	20 297	818	84
Dont la puissance est facturée	1 938	239	25
Résidentiel	1 972	61	6
Dont la puissance est facturée	56	7	1
<b>Total</b>	<b>242 475</b>	<b>9 123</b>	<b>931</b>
Dont la puissance est facturée	12 077	1 447	152
% avec puissance facturée	5%	16%	16%
<b>Tarif M</b>			
Agricole	257	170	14
Commercial	20 584	17 590	1 439
Industriel	3 810	7 973	633
Institutionnel	4 154	5 304	428
Résidentiel	386	363	30
<b>Total</b>	<b>29 191</b>	<b>31 402</b>	<b>2 544</b>
<b>Tarif LG</b>			
Commercial	59	2 696	156
Institutionnel	25	1 370	84
Réseaux municipaux	16	4 571	259
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>8 637</b>	<b>500</b>
<b>Tarif L</b>	<b>144</b>	<b>28 397</b>	<b>1 401</b>

<sup>53</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2015 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016.