

STRATÉGIE TARIFAIRE

TABLE DES MATIÈRES

1.	CONTEXTE	7
2.	HAUSSE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2018 ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE.....	8
3.	STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES	14
3.1.	Tarif D.....	15
3.1.1.	<i>Structure cible</i>	<i>15</i>
3.1.2.	<i>Impacts sur la clientèle.....</i>	<i>19</i>
3.1.3.	<i>Proposition au 1^{er} avril 2018.....</i>	<i>22</i>
3.2.	Tarif DP	22
3.2.1.	<i>Structure cible présentée au dossier R-3980-2016.....</i>	<i>23</i>
3.2.2.	<i>Impacts sur la clientèle.....</i>	<i>26</i>
3.2.3.	<i>Proposition au 1^{er} avril 2018.....</i>	<i>41</i>
3.3.	Tarif DM.....	42
3.3.1.	<i>Évolution en fonction des tarifs D et DP</i>	<i>42</i>
3.3.2.	<i>Proposition au 1^{er} avril 2018.....</i>	<i>45</i>
3.4.	Tarif DT.....	46
3.4.1.	<i>Poursuite de la bonification de l'économie des clients au tarif DT.....</i>	<i>46</i>
3.4.2.	<i>Proposition au 1^{er} avril 2018.....</i>	<i>46</i>
3.5.	Tarif DN au 1 ^{er} avril 2018.....	47
4.	MODIFICATIONS À L'OFFRE TARIFAIRE	47
4.1.	Révision des dispositions relatives à l'option de mesurage net.....	47
4.2.	Mesures contribuant à la compétitivité des tarifs industriels.....	48
4.2.1.	<i>Tarif de développement économique (« TDÉ »).....</i>	<i>49</i>
4.2.2.	<i>Introduction d'un tarif de relance industrielle.....</i>	<i>49</i>
4.2.3.	<i>Extension de l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture</i>	<i>51</i>
4.3.	Admissibilité à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse	51
4.4.	Abrogation des tarifs à forfait T-1 et T-2.....	52
4.5.	Autres modifications.....	53
5.	SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE	54
5.1.	Mesures visant les exploitations agricoles	54
5.1.1.	<i>Tarif DT.....</i>	<i>54</i>
5.1.2.	<i>Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse</i>	<i>54</i>
5.2.	Tarif de développement économique.....	55
5.3.	Recharge de véhicules électriques	56
5.3.1.	<i>Suivi du tarif expérimental BR</i>	<i>56</i>
5.3.2.	<i>État des travaux permettant l'analyse des habitudes de recharge à domicile ..</i>	<i>57</i>
5.4.	Option d'électricité interruptible.....	58
5.5.	Bilan des réformes aux tarifs généraux et industriel.....	59
5.5.1.	<i>Description de la clientèle des tarifs généraux et industriel.....</i>	<i>60</i>
5.5.2.	<i>Retour sur les objectifs des réformes tarifaires.....</i>	<i>61</i>
5.5.3.	<i>Bilan du tarif G</i>	<i>63</i>
5.5.4.	<i>Bilan du tarif M.....</i>	<i>64</i>
5.5.5.	<i>Bilan des tarifs de grande puissance.....</i>	<i>66</i>
ANNEXE A.....		69

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Ajustement tarifaire différencié et indices d'interfinancement.....	9
Tableau 2 : Tarifs domestiques proposés pour 2018.....	10
Tableau 3 : Tarifs généraux et industriel proposés pour 2018	11
Tableau 4 : Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique.....	13
Tableau 5 : Impacts de la hausse proposée sur la facture des clients des tarifs généraux et industriel.....	14
Tableau 6 : Structure cible ajustée pour le tarif D.....	18
Tableau 7 : Mise à jour de la structure cible pour le tarif DP.....	24
Tableau 8 : Revenu moyen par tranche de consommation	36
Tableau 9 : Revenu moyen par tranche de FU.....	36
Tableau 10 : Choix de tarifs pour les clients aux tarifs domestiques et généraux	37
Tableau 11 : Impact tarifaire cumulé après optimisation.....	40
Tableau 12 : Impact tarifaire annualisé après optimisation.....	40
Tableau 13 : Exemples d'abonnements impactés	41
Tableau 14 : Simulation de la neutralité du TDÉ	56
Tableau 15 : Statistiques de consommation - tarif BR.....	57
Tableau 16 : Bilan du recours à l'option d'électricité interruptible de grande puissance.....	58
Tableau 17 : Bilan du recours à l'option d'électricité interruptible de moyenne puissance	59
Tableau 18 : Sommaire de l'évolution du tarif G 2007 et 2017	63
Tableau 19 : Évolution du tarif M.....	65
Tableau 20 : Évolution du rééquilibrage des tarifs généraux en faveur du tarif M.....	66
Tableau A-1 : Hausses tarifaires des distributeurs d'électricité au Canada	72
Tableau A-2 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif D	73
Tableau A-3 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif G	74
Tableau A-4 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif M.....	75
Tableau A-5 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif LG	76
Tableau A-6 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif L.....	77
Tableau A-7 : Revenus par composantes des tarifs domestiques selon les tarifs en vigueur au 1 ^{er} avril 2017.....	78
Tableau A-8 : Revenus par composantes des tarifs généraux et industriel selon les tarifs en vigueur au 1 ^{er} avril 2017	79
Tableau A-9 : Description de la clientèle aux tarifs domestiques.....	80
Tableau A-10 : Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel	81

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Distribution des impacts de la hausse proposée pour la clientèle aux tarifs domestiques, généraux et industriel	12
Figure 2 : Distribution des impacts annualisés pour les clients au tarif D	20
Figure 3 : Impact annualisé moyen par tranche de consommation pour les clients au tarif D.....	21
Figure 4 : Dispersion de l'impact annualisé par segment de clientèle au tarif D.....	22
Figure 5 : Distribution des impacts annualisés avant optimisation pour les clients au tarif DP	27
Figure 6 : Impact moyen avant optimisation (en \$) par tranche d'impact annualisé (en %) pour les clients au tarif DP.....	28
Figure 7 : Impact annualisé avant optimisation pour les clients au tarif DP.....	29
Figure 8 : Impact annualisé moyen avant optimisation par tranche de consommation pour les clients au tarif DP	30
Figure 9 : Distribution des clients au tarif DP par tranche de consommation	31
Figure 10 : PMA par tranche de consommation des clients au tarif DP.....	32
Figure 11 : Facture annuelle par tranche de PMA des clients au tarif DP	33
Figure 12 : Facteurs d'utilisation moyens par tranche de consommation des clients au tarif DP	34
Figure 13 : Distribution des clients au tarif DP par tranche de FU.....	35
Figure 14 : Distribution des impacts annualisés après optimisation pour les clients au tarif DP	38
Figure 15 : Impact annualisé moyen après optimisation par tranche de consommation pour les clients au tarif DP	39
Figure 16 : Impact annualisé moyen par tranche de consommation pour les clients au tarif DM	43
Figure 17 : Distribution des clients aux tarifs DM et D par tranche de consommation.....	44
Figure 18 : Distribution des impacts annualisés pour les clients au tarif DM	45
Figure 19 : Répartition du nombre d'abonnements, des ventes et des revenus par catégorie de consommateurs.....	60
Figure 20 : Illustration de la détérioration du seuil de transfert entre le tarif M et les tarifs de grande puissance	65
Figure A-1 : Évolution des tarifs d'électricité et des prix à la consommation 1998-2018	71

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 »).

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

5 Les propositions relatives aux tarifs d'électricité découlent de l'évolution du contexte
6 énergétique et d'affaires du Distributeur et de sa volonté de stimuler les ventes d'électricité
7 par le développement de ses marchés.

8 Les propositions et suivis relatifs à la révision des tarifs domestiques, incluant les
9 propositions aux fins des tarifs applicables au 1^{er} avril 2018, sont présentés à la section 3. Le
10 Distributeur se prononce dans cette section sur un plan d'implantation pour les prochaines
11 années permettant d'atteindre les structures tarifaires cibles. Il entend néanmoins soumettre
12 à chaque année ses propositions visant l'atteinte progressive des cibles aux fins d'une
13 approbation de la Régie.

14 À la section 4, le Distributeur présente les modifications à son offre tarifaire alors que la
15 section 5 fait état des suivis demandés par la Régie, incluant un bilan des réformes aux tarifs
16 généraux et industriel.

Avis de la Régie sur les pratiques tarifaires

17 Le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles a rendu public, le 22 juin 2017¹, l'*Avis*
18 *sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de*
19 *l'électricité et du gaz naturel – Perspectives 2030*² (l'« Avis »). Dans cet Avis, la Régie
20 propose 14 pistes de solutions qui touchent le secteur de l'électricité. Certaines pistes liées
21 aux tarifs d'électricité font l'objet de propositions dans le présent dossier et sont présentées à
22 la section 4.

23 En réponse aux pistes de solution touchant la mise en place d'options volontaires de
24 tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction
25 à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les
26 clientèles domestique et générale, incluant les serres et les centres de ski. Ces options
27 pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire
28 leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a
29 acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire Heure Juste³.

30 Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte
31 énergétique qui a évolué depuis le projet Heure Juste. Tout en restant simples, elles devront

¹ <http://mern.gouv.qc.ca/2017-06-22-gouvernement-quebec-rend-public-lavis-de-regie-de-lenergie-y-donne-suite/>

² Avis A-2017-01, décision R-3972-2016, 7 juin 2017.

³ Rapport final du projet tarifaire Heure juste, dossier R-3740-2010, pièce HQD-12, document 6.

- 1 permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de
- 2 pointe, aux besoins de gestion du réseau.

2. HAUSSE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2018 ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE

3 Pour l'année tarifaire 2018-2019, la hausse des tarifs permettant au Distributeur de récupérer
4 le coût de service de 2018 est de 1,1 % pour tous les clients, à l'exception des clients
5 industriels de grande puissance pour lesquels la hausse est de 0,8 %, le tarif L n'étant pas
6 visé par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur
7 demande à la Régie d'approuver la hausse des tarifs à compter du 1^{er} avril 2018 selon les
8 prix proposés à la pièce HQD-13, document 3⁴.

9 Afin de mettre en perspective la hausse tarifaire proposée, le Distributeur présente l'évolution
10 des tarifs d'électricité et des prix à la consommation ainsi que les hausses tarifaires
11 appliquées ailleurs au Canada, respectivement à la figure A-1 et au tableau A-1 de
12 l'annexe A.

13 La hausse tarifaire pour chacune des catégories de consommateurs et les indices
14 d'interfinancement sont présentés au tableau 1.

15 Le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux afin
16 d'alléger la pression sur les petites et moyennes entreprises (« PME »), tout en visant des
17 structures tarifaires mieux équilibrées. Plus particulièrement, l'ajustement en faveur du tarif M
18 se limite, encore cette année, uniquement aux revenus additionnels associés à l'introduction
19 graduelle du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale
20 (« PFM ») au tarif LG, soit environ 0,8 M\$. Ce montant étant plus faible pour l'année 2018, la
21 hausse du tarif M n'est que très légèrement réduite.

⁴ Les prix sont calculés selon la méthode expliquée à la section 5.2 de la pièce HQD-12, document 1 du dossier R-3677-2008.

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

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Indice d'interfinancement
Domestiques Généraux	1,1%	85,4 ⁽²⁾
G	1,1%	120,4
M	1,1%	130,4
LG	1,3% ⁽¹⁾	103,4
Sous-total - Généraux	1,1%	123,9
Total	1,1%	99,0
Grands industriels	0,8%	107,8

¹ Incluant une hausse des prix de 1,1 % et des revenus de 0,8 M\$ associés au mécanisme de fixation de la PFM.

² L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 87,0.

- 1 Les tarifs domestiques au 1^{er} avril 2018, incluant une hausse tarifaire de 1,1 %, sont
- 2 présentés au tableau 2. Le détail des propositions liées à la stratégie relative aux tarifs
- 3 domestiques est présenté à la section 3.

**TABEAU 2 :
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2018**

Composantes tarifaires	Tarifs 2017	Tarifs 2018	Écart
Tarif D			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	33	36	3
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	5,98	2,7%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	9,17	2,8%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	15,18	s.o.
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,27	s.o.
Tarif DP			
Redevance (\$/mois)	6,09	s.o.	s.o.
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/mois)	1 200	1 500	300
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,77	5,85	1,4%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,77	8,91	1,6%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	4,59	5,40	17,6%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	12,18	15,18	24,6%
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	18,27	18,27	-
Tarif DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	33	36	3
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	5,98	2,7%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	9,17	2,8%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	4,59	5,40	17,6%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	15,18	s.o.
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,27	s.o.
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,48	4,37	-2,5%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	26,21	25,55	-2,5%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	4,59	5,40	17,6%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	15,18	s.o.
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,27	s.o.
Tarif DN			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	30	30	-
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	5,82	5,98	2,7%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	40,93	44,69	9,2%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	4,59	5,40	17,6%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	15,18	s.o.
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,27	s.o.

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 uniforme des primes de puissance et des prix de l'énergie ;
- 5 • hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne des
 6 primes de puissance des tarifs généraux et industriel ;
- 7 • hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif G ;
- 8 • hausse du prix de l'énergie des deux tranches du tarif M du même ordre de
 9 grandeur afin de préserver la dégressivité des prix.

10 Contrairement aux dernières années, le Distributeur propose pour le 1^{er} avril 2018 une
 11 hausse uniforme des composantes énergie et puissance des tarifs généraux et industriel.
 12 Cette stratégie applique moins de poids sur la composante énergie comparativement à la
 13 stratégie des années passées. Cela reflète mieux le contexte de surplus et le faible coût
 14 variable de l'énergie et permet de favoriser la consommation additionnelle des entreprises.

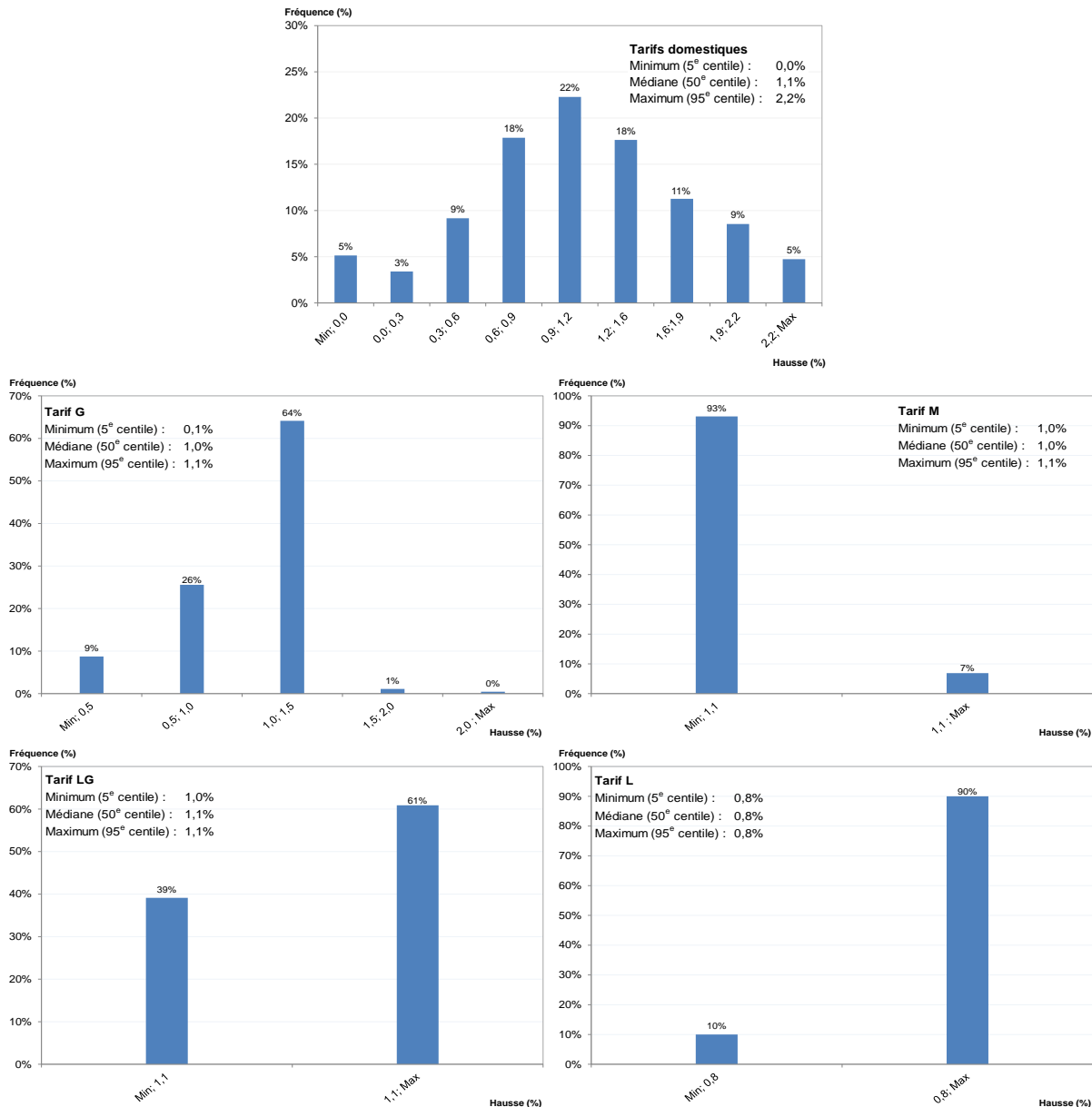
15 Les tarifs G, M, LG et L au 1^{er} avril 2018, incluant leur hausse tarifaire respective et tenant
 16 compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 3.

**TABLEAU 3 :
 TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL PROPOSÉS POUR 2018**

Composantes tarifaires	Tarifs 2017	Tarifs 2018	Écart
Tarif G			
Redevance (\$/mois)	12,33	12,33	-
Prime de puissance (\$/kW)	17,43	17,61	1,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	9,78	9,89	1,1%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	6,88	7,36	7,0%
Tarif M			
Prime de puissance (\$/kW)	14,43	14,58	1,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	4,97	5,02	1,0%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	3,69	3,74	1,4%
Tarif LG			
Prime de puissance (\$/kW)	13,11	13,23	0,9%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,42	3,46	1,2%
Tarif L			
Prime de puissance (\$/kW)	12,87	12,96	0,7%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,27	3,30	0,9%

- 1 La distribution des impacts de la hausse tarifaire proposée pour la clientèle aux tarifs domestiques, généraux et industriel est montrée à la figure 1.
- 2

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



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

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

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	16 813	112,23	113,50	1,27	1,1%
Moyenne des clients D	16 677	112,55	113,94	1,39	1,2%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 056	121,28	122,72	1,44	1,2%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 068	89,70	90,95	1,25	1,4%
Moyenne des clients DP	194 657	1 513,32	1 532,08	18,76	1,2%
Moyenne des clients DM	112 747	735,13	743,22	8,09	1,1%
Moyenne des clients DT	23 878	113,96	111,54	-2,43	-2,1%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1 ^{re} tranche seulement	10 950	65,47	66,93	1,46	2,2%
Logement 5 ½	11 590	72,96	73,43	0,47	0,6%
Résidence unifamiliale					
111 m ² (1 195 pi ²)	20 494	135,50	136,98	1,48	1,1%
158 m ² (1 701 pi ²)	26 484	178,68	180,89	2,21	1,2%
207 m ² (2 228 pi ²)	32 054	219,51	222,46	2,95	1,3%
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062	338,51	344,71	6,20	1,8%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	818,99	827,52	8,53	1,0%
Segments de la clientèle au tarif D					
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	163,27	165,28	2,02	1,2%
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	72,48	73,25	0,76	1,1%
Propriétaires non-TAE	14 982	98,00	98,88	0,88	0,9%
Locataires	11 315	75,51	76,27	0,76	1,0%
Clients MFR	14 153	94,80	95,82	1,01	1,1%
Clients agricoles	30 218	213,74	217,71	3,97	1,9%
Segments de la clientèle au tarif DP					
Clients résidentiels	208 560	1 628,90	1 649,06	20,16	1,2%
Clients agricoles	176 269	1 360,25	1 377,17	16,92	1,2%
Consommations types mensuelles					
625 kWh	7 500	48,57	49,57	1,00	2,1%
750 kWh	9 000	55,84	57,04	1,20	2,1%
1 000 kWh	12 000	70,70	71,99	1,29	1,8%
2 000 kWh	24 000	159,90	161,13	1,23	0,8%
3 000 kWh	36 000	249,10	252,83	3,73	1,5%
4 000 kWh	48 000	338,30	344,53	6,23	1,8%
5 000 kWh	60 000	427,50	436,23	8,73	2,0%

**TABLEAU 5 :
IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE
DES CLIENTS DES TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL**

	Consommation mensuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	\$	%
Clients moyens					
Moyenne des clients G	2 977	307	311	4	1,1%
Moyenne des clients M	86 631	7 103	7 179	76	1,1%
Moyenne des clients LG ¹	6 975 290	409 979	414 336	4 357	1,1%
Moyenne des clients L	16 066 334	794 493	801 083	6 590	0,8%

¹ Excluant l'impact pour quelques réseaux municipaux associé au mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG.

3. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

1 Dans sa décision D-2017-022, la Régie s'est prononcée sur plusieurs propositions du
2 Distributeur concernant la stratégie relative aux tarifs domestiques. Son application au
3 1^{er} avril 2017 marquait le début du déploiement de la révision des tarifs domestiques en vue
4 d'une implantation graduelle des orientations approuvées.

5 Entre autres dans sa décision, la Régie :

- 6 • s'est prononcée en faveur du maintien d'une redevance d'abonnement à son
7 niveau actuel aux tarifs D, DM et DT ;
- 8 • a accepté de hausser, à terme, le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 40 kWh/jour
9 pour les tarifs D et DM ;
- 10 • a maintenu, pour les tarifs D et DM, le concept de hausse différenciée des prix
11 des tranches d'énergie ;
- 12 • a reporté sa décision quant à l'implantation d'un montant minimal de la facture
13 mais la considère comme une orientation souhaitable à poursuivre ;
- 14 • a accepté la proposition du Distributeur d'introduire le nouveau tarif DP au
15 1^{er} avril 2017 pour les abonnements domestiques facturés pour la puissance, en
16 réservant toutefois sa décision quant à deux éléments de la structure cible, soit le
17 seuil de facturation de la puissance et le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie.

18 Dans la prochaine section, le Distributeur propose un ajustement aux orientations quant à la
19 structure cible pour le tarif D et un plan d'implantation graduelle, et présente sa proposition
20 au 1^{er} avril 2018. À la demande de la Régie, le Distributeur présente à la section 3.2 une
21 analyse plus détaillée des impacts associés aux orientations proposées pour le tarif DP dans
22 le cadre du dossier R-3980-2016, notamment pour les clients dont la puissance maximale
23 appelée (« PMA ») a été d'au moins 50 kW mais consommant moins de 100 000 kWh par

- 1 année. De plus, le Distributeur présente sa proposition pour le tarif DP au 1^{er} avril 2018.
2 Enfin, sont abordées les propositions aux tarifs DM, DT et DN.

3.1. Tarif D

3.1.1. Structure cible

- 3 Le maintien de la redevance à son niveau actuel et l'évolution du contexte énergétique
4 amènent le Distributeur à modifier la structure cible proposée pour le tarif D.

Montant mensuel minimal de la facture

- 5 Dans sa décision D-2017-022, la Régie considérait que l'implantation d'un montant mensuel
6 minimal de la facture est une orientation souhaitable à poursuivre⁵.

- 7 Au cours des dernières années, la redevance d'abonnement des tarifs domestiques a permis
8 au Distributeur de récupérer une partie des coûts fixes, les coûts d'énergie et le reste des
9 coûts fixes étant récupérés par les autres composantes des tarifs. Cette approche avait pour
10 objectif principal d'épargner les plus petits consommateurs en faisant supporter plus de coûts
11 par les plus grands consommateurs tout en leur donnant un signal de prix basé sur les coûts
12 évités. Celle-ci était parfaitement défendable dans un contexte de croissance soutenue des
13 ventes d'électricité et des coûts marginaux.

- 14 Dans son rapport déposé dans le dossier R-3972-2016⁶, le Distributeur mentionnait qu'un
15 des problèmes auxquels sont confrontés les distributeurs d'électricité nord-américains dans
16 le contexte d'une faible croissance des ventes et de l'essor de la production distribuée est le
17 recouvrement des coûts fixes. En effet, la concurrence des autres sources d'énergie et
18 l'essor de la production distribuée et du stockage d'énergie à faible coût se traduisent par
19 des pertes de revenus pour les distributeurs sans toutefois s'accompagner d'une réduction
20 correspondante des coûts fixes.

- 21 Suivant le principe de causalité des coûts, il pourrait être justifié d'augmenter davantage le
22 niveau de la redevance d'abonnement, et ce, dès à présent. Toutefois, dans un souci
23 d'épargner les ménages à faible revenu, le Distributeur propose plutôt de poursuivre le
24 maintien de la redevance à son niveau actuel et d'aller de l'avant dès 2018 avec
25 l'introduction d'un montant mensuel minimal qui ne s'appliquerait que dans les cas où la
26 consommation d'électricité est très faible ou nulle. Cette approche a le mérite d'épargner les
27 clients dont la consommation est généralement suffisante pour ne pas être touchés.

- 28 Il est donc proposé, comme lors du dossier tarifaire 2017-2018, de fixer, à terme, le montant
29 minimal de la facture à 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé. Ainsi, en l'absence
30 de consommation ou d'une consommation très faible⁷, le client contribuera à un minimum de

⁵ Décision D-2017-022, paragraphe 654.

⁶ Dossier R-3972-2016, pièce HQD-1, document 1 (C-HQD-0004), pages 27-28.

⁷ Le niveau de consommation mensuelle du client potentiellement visé par le montant minimal de la facture dépend en réalité du montant minimal, de la redevance de même que du prix de la 1^{re} tranche d'énergie en vigueur. Par exemple, avec la structure cible présentée au tableau 6, la consommation en-deçà de laquelle le

1 frais associés à son alimentation. Considérant les coûts plus élevés associés à l'alimentation
2 en triphasé et conformément à la pratique actuelle aux tarifs G, M et G-9⁸, il est proposé de
3 fixer à 60 \$ par mois, le montant minimal de la facture si l'alimentation est en triphasé, soit
4 trois fois plus que celui proposé pour l'alimentation en monophasé.

Ajustement des prix d'énergie

5 La fixation du prix de la 2^e tranche d'énergie constitue un élément fondamental dans la
6 structure tarifaire. Elle vise à informer les consommateurs du coût d'un kWh additionnel de
7 manière à les inciter à faire les meilleurs choix énergétiques. Un bon signal de prix est
8 essentiel à l'efficacité économique et énergétique.

9 Pour rencontrer cet objectif, le principal défi consiste à déterminer le coût pour le Distributeur
10 de livrer au client un kWh additionnel de même que le coût évité d'un kWh épargné par
11 celui-ci. Pour ce faire, il faut se référer au signal donné par les coûts évités, mais également
12 à la nature du kWh, livré ou épargné, en termes de puissance et d'énergie. La tâche consiste
13 donc à fixer le niveau du prix de la 2^e tranche d'énergie de sorte que le choix du
14 consommateur, d'augmenter ou de réduire sa consommation d'un kWh, n'ait pas d'impact
15 sur le coût de service des autres clients, la variation de revenus du Distributeur étant
16 équivalente à la variation des coûts engendrés. En d'autres mots, le prix de la 2^e tranche
17 d'énergie doit être fixé de telle sorte qu'il reflétera la juste valeur du service rendu.

18 Plus spécifiquement, le prix de la 2^e tranche d'énergie vise à refléter le coût évité du
19 chauffage des locaux, soit le coût associé à une charge de chauffage à la marge, tant à la
20 hausse qu'à la baisse.

21 La Régie a souligné, dans sa décision D-2017-022, que le prix de la 2^e tranche d'énergie va
22 tôt ou tard atteindre la valeur du service rendu et entraîner la révision de la stratégie actuelle
23 d'augmentation des prix d'énergie.

24 La Régie note que le prix de la 2^e tranche d'énergie en 2016 est de 52 % plus
25 élevé que le prix de la 1^{re} tranche. Les discussions autour de la limite à cette
26 stratégie de hausse différenciée apparaissent donc légitimes. Si la preuve
27 permettant d'affirmer que le plafond quant au différentiel de prix entre les
28 tranches d'énergie est déjà atteint ne lui semble pas suffisante, la Régie
29 convient qu'un tel plafond existe⁹.

30 Le concept de hausse différenciée a permis à la Régie d'atténuer les impacts
31 tarifaires auprès des petits consommateurs, parmi lesquels se retrouve une
32 nette majorité des MFR. Il s'agit d'une mesure tarifaire importante pour la
33 Régie. Sans remettre en cause le concept de hausse différenciée, la Régie
34 doit également tenir compte du contexte énergétique ainsi que du fait que
35 l'écart de prix entre les deux tranches d'énergie a doublé depuis 10 ans¹⁰.

montant minimal de la facture s'appliquerait s'élèverait à 130 kWh, soit l'écart entre le montant mensuel minimal de 20 \$ et la redevance exprimée sur une base mensuelle (7,82 \$/mois), divisé par 5,99 ¢/kWh.

⁸ Articles 3.2, 4.2 et 4.10 des Tarifs.

⁹ Décision D-2017-022, paragraphe 644.

¹⁰ *Ibidem*, paragraphe 646.

1 Le Distributeur insiste sur le fait que le contexte énergétique actuel et son évolution au cours
2 des prochaines années justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses
3 différenciées des prix d'énergie au tarif D. Il s'agit d'une approche légitime et probante.

4 D'abord, le Distributeur est depuis plusieurs années confronté à un contexte économique et
5 énergétique caractérisé par un ralentissement de la croissance des ventes d'électricité et par
6 l'accumulation de surplus énergétiques. Il en résulte que les coûts évités totaux du chauffage
7 des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2018 à 2023¹¹ se situent sous le prix
8 actuel de la 2^e tranche d'énergie de 8,92 ¢/kWh.

9 D'autre part, l'essor de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie
10 solaire, et du stockage d'énergie à faible coût, amènent le Distributeur à se repositionner
11 quant à la valeur d'un kWh effacé à la marge et à la capacité du signal de prix à refléter la
12 vérité des coûts¹². S'il est vrai que le coût évité total représente une bonne estimation de
13 l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage, on ne peut en dire autant d'un kWh de
14 production distribuée.

15 En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de
16 puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne
17 permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte
18 inévitablement que le prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D surestime alors le crédit
19 accordé à ce kWh évité. Le manque à gagner associé à l'autoproduction doit alors être
20 récupéré auprès des autres consommateurs. Dans son Avis, la Régie fait d'ailleurs écho à ce
21 problème.

22 Ainsi, l'autoproduction soulève d'importants défis pour les distributeurs
23 d'électricité. Alors que la tarification usuelle de l'électricité permet une
24 récupération adéquate des coûts, l'autoproduction se traduit par des pertes
25 de revenus pour les distributeurs sans toutefois s'accompagner d'une
26 réduction correspondante des coûts fixes¹³.

27 Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire
28 et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2^e tranche
29 d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du
30 chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2^e tranche. Ce choix tient compte
31 du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge
32 locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi
33 la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle.

34 Considérant que le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie dépasse déjà le coût évité
35 Fourniture – Transport du chauffage des locaux en 2026, il pourrait être justifié d'appliquer
36 une hausse plus importante du prix de la 1^{re} tranche d'énergie que celui de la 2^e tranche.
37 Toutefois, le Distributeur propose d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie de la

¹¹ Pièce HQD-4, document 4, tableau A-1.

¹² Avis A-2017-01, paragraphe 56.

¹³ *Ibidem*, paragraphe 279.

- 1 structure cible du tarif D afin d'épargner les petits consommateurs et de préserver le signal
 2 de prix de la 2^e tranche.
- 3 Le tableau 6 présente la structure tarifaire cible ajustée du tarif D qui tient compte de
 4 l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture et d'un ajustement uniforme des
 5 prix d'énergie. Cette structure cible génère les mêmes revenus que la structure tarifaire
 6 actuelle.

**TABLEAU 6 :
 STRUCTURE CIBLE AJUSTÉE POUR LE TARIF D
 (À REVENUS ÉQUIVALENTS)
 TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**

Composantes tarifaires	Prix		Écart
	actuel	cible	
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	33	40	7
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	5,99	2,9%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	9,17	2,9%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	20,00	20,00
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	60,00	60,00

- 7 Avec l'introduction d'un montant mensuel minimal et la hausse du seuil de la 1^{re} tranche
 8 d'énergie compensée par un ajustement uniforme des prix de l'énergie, l'ensemble des
 9 modifications ont pour effet d'accroître de 2,9 % les prix d'énergie.
- 10 Malgré une hausse uniforme des prix d'énergie, le caractère progressif du tarif demeure,
 11 contribuant à alléger la facture électrique des petits consommateurs, dont les ménages à
 12 faible revenu, tout en maintenant l'incitatif à faire de meilleurs choix énergétiques. De plus,
 13 en attribuant une juste valeur au kWh à la marge, au prix de la 2^e tranche d'énergie, le
 14 Distributeur atténue le transfert de coûts associé à l'autoproduction.
- 15 Afin d'assurer une mise en œuvre graduelle de la structure cible du tarif D présentée dans le
 16 tableau 6, le déploiement pourrait se faire comme suit :
- 17 • hausser le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 36 kWh par jour en 2018 et à
 18 40 kWh par jour en 2019 ;
 - 19 • hausser uniformément les prix d'énergie ;
 - 20 • atteindre en 3 ans un montant minimal de la facture d'environ 20 \$ par mois pour
 21 l'alimentation en monophasé et en 7 ans, celui de 60 \$ par mois pour
 22 l'alimentation en triphasé afin d'en étaler l'impact plus important.

1 En ce qui concerne le montant minimal de la facture, il est proposé de le fixer à 15,18 \$¹⁴ la
2 1^{re} année pour l'alimentation en monophasé, soit 3 \$ de plus que l'équivalent de la
3 redevance actuelle et de l'augmenter de 2,40 \$ pendant les deux années suivantes. À terme,
4 le montant minimal de la facture pour l'alimentation en monophasé s'élèverait à
5 19,98 \$/mois. Pour l'alimentation en triphasé, il est proposé de fixer le montant minimal à
6 18,27 \$ en 2018 afin de l'arrimer à celui applicable au tarif DP. Par la suite, la hausse serait
7 de 6,96 \$, soit environ trois fois celle appliquée pour l'alimentation en monophasé, pour
8 atteindre un montant de 60,03 \$/mois en 7 ans.

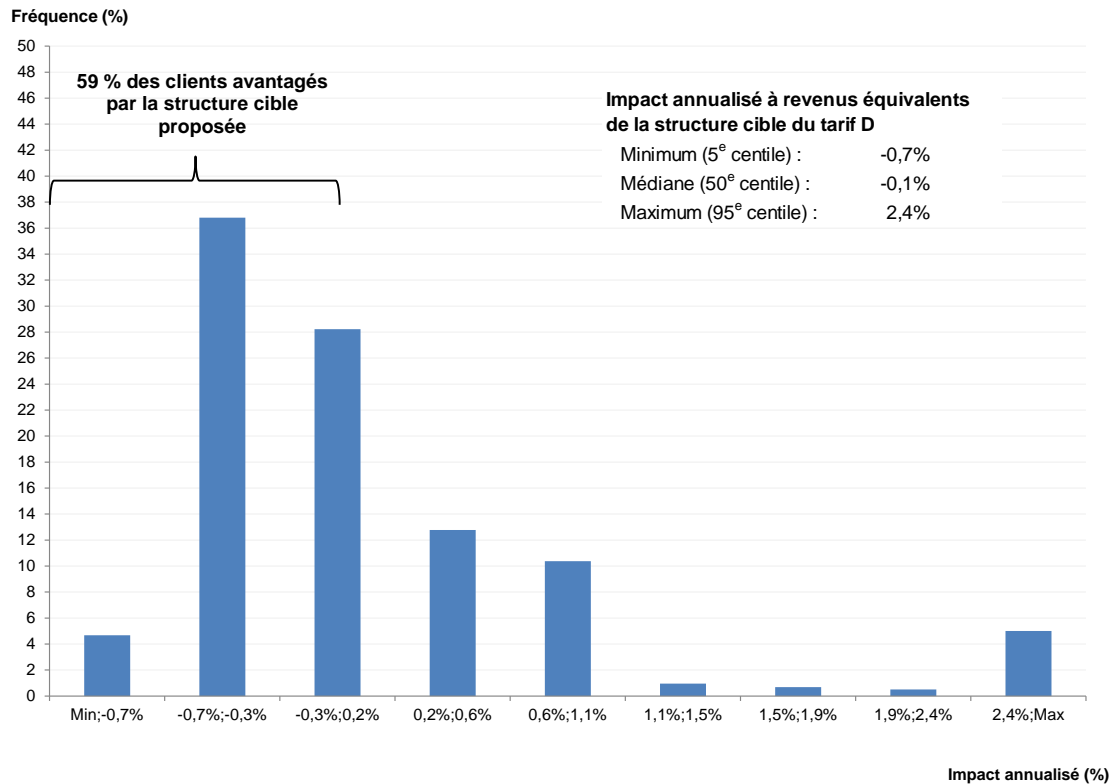
3.1.2. Impacts sur la clientèle

9 La figure 2 illustre la distribution des impacts pour les clients au tarif D dans l'hypothèse où la
10 structure cible ajustée génère les mêmes revenus que la structure tarifaire actuelle. On peut
11 y constater que 59 % des clients seraient avantagés par les changements proposés.

12 Il est à noter que les impacts illustrés dans la présente section sont annualisés en
13 considérant une période de déploiement de 3 ans pour l'ensemble des clients, qui
14 correspond à la période de déploiement du montant minimal de la facture pour l'alimentation
15 en monophasé. Les impacts annualisés illustrés pour les clients touchés par le montant
16 minimal de la facture pour l'alimentation en triphasé en sont toutefois surestimés. En réalité,
17 ces clients verront leurs impacts lissés sur une période plus longue, cette composante
18 tarifaire atteignant sa valeur cible en 7 ans.

¹⁴ Comme il s'agit d'un montant mensuel, le montant minimal de la facture doit être divisible par 30.

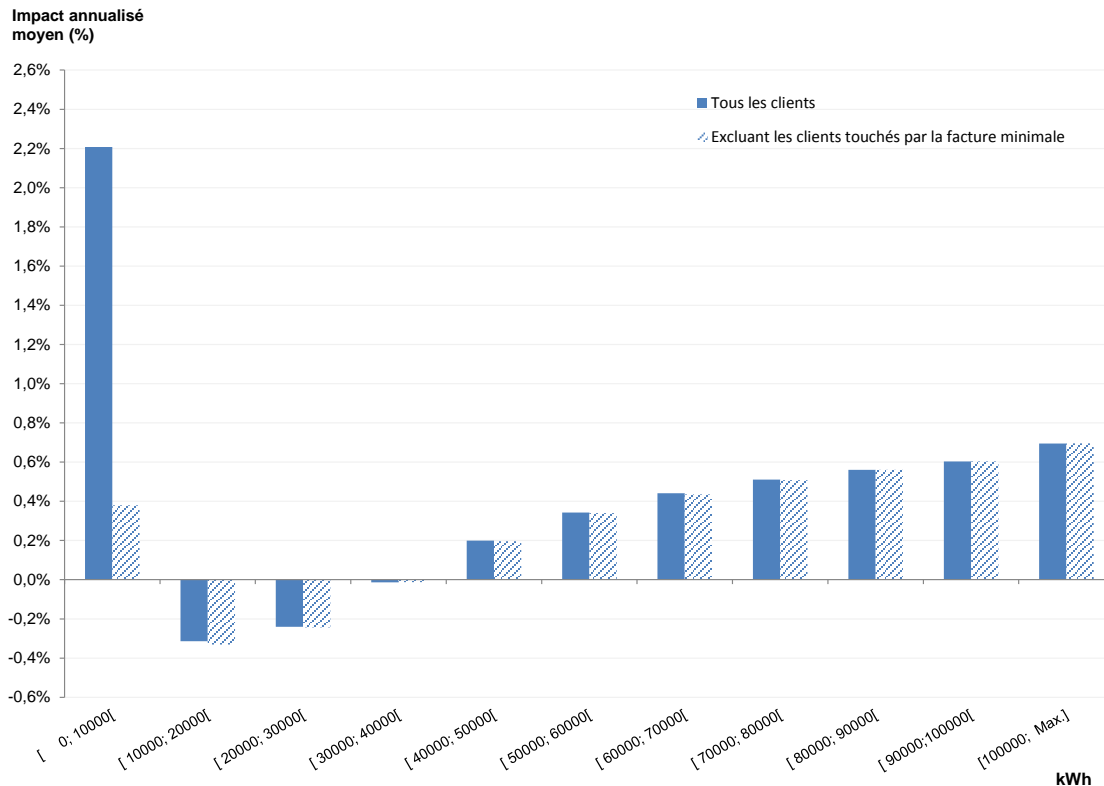
**FIGURE 2 :
DISTRIBUTION DES IMPACTS ANNUALISÉS POUR LES CLIENTS AU TARIF D
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



1 La figure 3 illustre la distribution de l'impact annualisé moyen par tranche de consommation
2 pour les clients au tarif D. Les bâtonnets hachurés présentent l'impact en excluant les clients
3 touchés par le montant minimal de la facture afin de dégager l'impact des changements de
4 structure pour la majorité des clients. De plus, il importe de distinguer les clients touchés par
5 le montant minimal de la facture des autres puisque l'impact relatif important (en %) pour ces
6 derniers est le résultat d'une hausse en dollars raisonnable appliquée sur une faible facture.

7 Mis à part les très faibles consommations, on peut constater que les impacts croissent à
8 mesure que la consommation augmente, ce qui illustre le caractère progressif du tarif. Bien
9 que certains clients ayant très peu ou aucune consommation doivent assumer un montant
10 minimal, les petits consommateurs continuent d'être globalement avantagés par la
11 progressivité des prix du tarif D. De plus, ils bénéficient du gel de la redevance et pourront
12 bénéficier de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie pour couvrir une portion de leur
13 chauffage électrique.

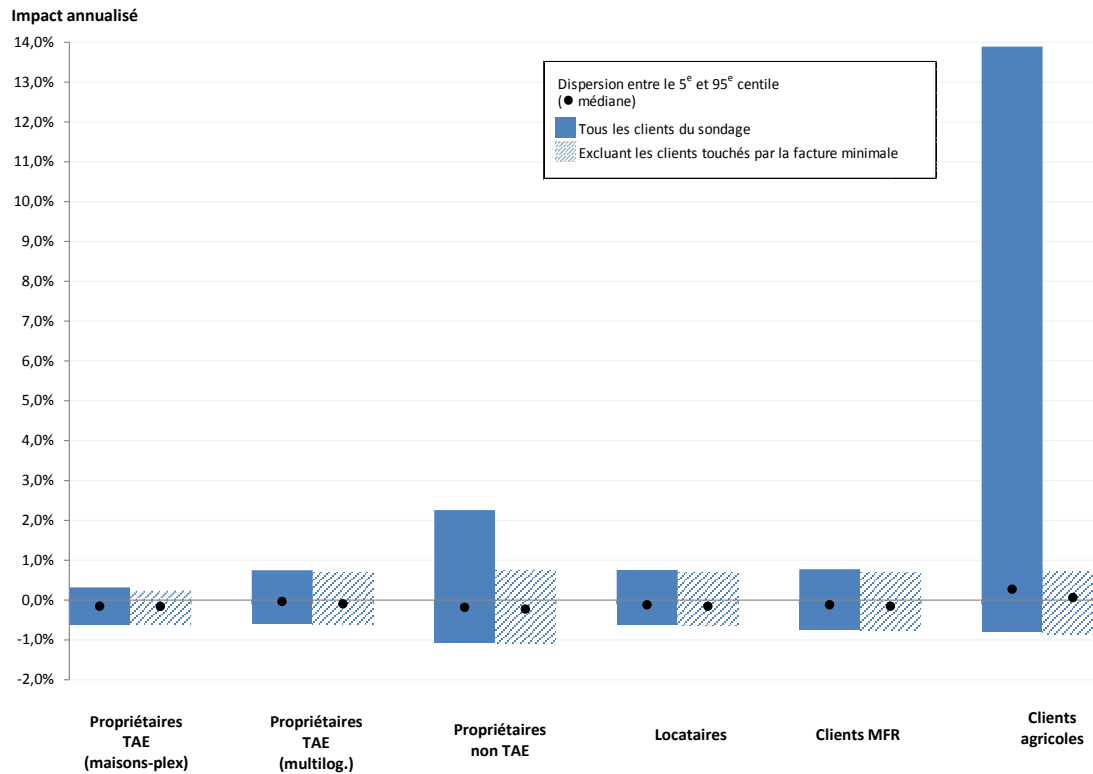
**FIGURE 3 :
IMPACT ANNUALISÉ MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION
POUR LES CLIENTS AU TARIF D
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



1 La figure 4 présente la dispersion de l'impact annualisé des modifications proposées sur les
 2 différents segments de clientèle¹⁵. Bien que la dispersion des impacts peut être importante, il
 3 n'en demeure pas moins que l'impact médian est légèrement en dessous de zéro pour
 4 l'ensemble des segments, sauf les clients agricoles. Tel qu'indiqué précédemment, l'impact
 5 maximal plus important pour ces clients est associé au montant minimal de la facture,
 6 correspond cependant à une hausse maximale de la facture annuelle de 73 \$.

¹⁵ Par exemple, l'impact annualisé pour les propriétaires TAE (maisons-plex) se situe entre -0,6 % (5^e centile) et 0,3 % (95^e centile) et la médiane est de -0,2 %.

**FIGURE 4 :
DISPERSION DE L'IMPACT ANNUALISÉ PAR SEGMENT DE CLIENTÈLE AU TARIF D
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



3.1.3. Proposition au 1^{er} avril 2018

1 Compte tenu des propositions ci-dessus, la hausse tarifaire au tarif D se décline comme
2 suit :

- 3 • gel de la redevance (40,64 ¢ par jour) ;
- 4 • hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 33 à 36 kWh par jour ;
- 5 • hausse uniforme des prix d'énergie ;
- 6 • introduction d'un montant mensuel minimal de 15,18 \$ pour l'alimentation en
7 monophasé et de 18,27 \$ pour l'alimentation en triphasé.

8 Le tableau 2 présente la structure tarifaire et les prix proposés pour le tarif D au
9 1^{er} avril 2018.

3.2. Tarif DP

10 Depuis le 1^{er} avril 2017, le tarif DP est offert aux clients résidentiels et agricoles dont la PMA
11 a été d'au moins 50 kW au cours des 12 derniers mois.

1 Bien qu'elle ait accepté la proposition du Distributeur d'introduire le nouveau tarif DP pour les
2 abonnements domestiques facturés pour la puissance, la Régie a réservé sa décision quant
3 à deux éléments de la structure cible, soit le seuil de facturation de la puissance et le seuil de
4 la 1^{re} tranche d'énergie.

5 La présente section répond à la demande de la Régie qui souhaitait en approfondir les
6 impacts et demandait au Distributeur de présenter un portrait détaillé de la clientèle
7 consommant moins de 100 000 kWh par année touchée par celle-ci¹⁶. Le Distributeur
8 rappelle toutefois que, pour la facturation de la puissance au tarif DP, sa proposition au
9 1^{er} avril 2018 se résume à poursuivre la hausse de la prime applicable en été pour rejoindre
10 la prime d'hiver (voir la section 3.2.3).

3.2.1. Structure cible présentée au dossier R-3980-2016

11 Suivant un principe fondamental de conception tarifaire, le regroupement d'un ensemble de
12 clients présentant des caractéristiques de consommation semblables doit être préconisé.
13 C'est ce qui a mené à l'introduction du tarif DP pour les clients domestiques dont la PMA est
14 de 50 kW et plus.

15 L'ensemble des modifications aux tarifs domestiques, incluant le chevauchement des
16 domaines d'application des tarifs D et DP pour les clients dont la PMA est de 50 kW ou plus,
17 mais inférieure à 65 kW, et la procédure de transfert proactif entre ceux-ci, ont pour effet
18 d'avantager la majorité de la clientèle, notamment celle dont l'appel de puissance est
19 supérieur à 50 kW. Néanmoins, compte tenu de la diversité des profils de consommation,
20 certains clients seront plus ou moins affectés.

21 Un autre principe important de conception tarifaire est qu'un tarif devrait permettre aux
22 clients d'être informés des coûts engagés pour répondre à leur demande. Dans la mesure où
23 le tarif DP s'adresse à des clients de taille plus importante, davantage en mesure de gérer
24 leur appel de puissance, il importe de les inciter à le faire avec un bon signal de prix. La
25 facturation de la puissance favorise une meilleure gestion de la puissance et permet aux
26 clients de rentabiliser des investissements en technologie de gestion de la charge, tout en
27 assurant un meilleur appariement des tarifs avec les coûts fixes.

28 C'est dans cette optique que le Distributeur a proposé dans le dossier tarifaire 2017-2018
29 que le tarif DP soit graduellement modifié afin de récupérer les coûts fixes davantage par la
30 composante puissance du tarif que par l'entremise de prix d'énergie élevés. Le contexte de
31 faible coût variable de l'énergie milite, en effet, pour faire porter relativement moins de poids
32 à la composante énergie du tarif.

33 Il faut rappeler que l'objectif d'inciter à une meilleure gestion de la puissance a mené à la
34 facturation annuelle de la puissance aux tarifs domestiques, à la prise en compte de la
35 puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer et à l'introduction d'un
36 mécanisme automatique de fixation de la PFM aux tarifs domestiques. D'ailleurs, en
37 approuvant la facturation annuelle de la puissance, la Régie a reconnu, à juste titre,

¹⁶ D-2017-022, paragraphe 673.

1 l'importance pour le Distributeur que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout
 2 temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les
 3 coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution.

4 Afin de compenser l'impact de l'amélioration du signal de prix en puissance, le Distributeur a
 5 proposé, dans le dossier R-3980-2016, une hausse significative, à terme, de la
 6 consommation admissible au prix le plus bas du tarif DP, ce qui a pour effet de favoriser les
 7 clients affichant de forts facteurs d'utilisation (« FU »). Ainsi, le seuil de la 1^{re} tranche
 8 d'énergie passerait de 1 200 kWh à 12 600 kWh par mois, ce qui correspond à une
 9 consommation de 50 kW à un FU de 35 %, soit le FU moyen des clients au tarif DP.
 10 Finalement, la structure cible pour le tarif DP prévoyait une élimination de la redevance et
 11 l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture.

12 Ces modifications constituent une réallocation des revenus des composantes redevance et
 13 énergie vers la composante puissance, accroissant la proportion des revenus récupérés par
 14 la composante puissance de 8 % à 28 %. Cette proportion demeure néanmoins inférieure à
 15 celle du tarif M mais comparable à celle du tarif G-9.

16 Le tableau 7 présente une mise à jour de la structure cible du tarif DP qui tient compte des
 17 données de référence du présent dossier tarifaire. Cette structure cible, qui reflète les
 18 orientations proposées dans le dossier R-3980-2016, génère les mêmes revenus qu'avec la
 19 structure du tarif DP au 1^{er} avril 2017.

TABLEAU 7 :
MISE À JOUR DE LA STRUCTURE CIBLE POUR LE TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017

Composantes tarifaires	Prix		Écart
	actuel	cible	
Redevance (\$/mois)	6,09	s.o.	s.o.
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/mois)	1 200	12 600	11 400
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,77	5,24	-9,2%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,77	8,77	-
Seuil de la facturation de la puissance (kW)	50	-	-50
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	4,59	6,21	35,3%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	12,18	20,00	7,82
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	18,27	60,00	41,73

20 À l'instar de l'implantation progressive de la facturation annuelle de la puissance, le
 21 Distributeur a proposé dans le dossier tarifaire R-3980-2016 une implantation graduelle de la
 22 facturation de la puissance dès le premier kW au tarif DP.

1 Toutefois, au lieu d'une réduction graduelle du seuil de la facturation de la puissance, le
2 Distributeur préconise maintenant une autre approche qui permet d'atteindre le même
3 résultat tout en présentant des avantages additionnels. Cette approche consiste à introduire
4 une prime de puissance applicable aux 50 premiers kW, mais qui augmenterait très
5 graduellement pour atteindre à terme la prime de puissance applicable au-delà de 50 kW.

6 D'une part, cette approche est davantage en lien avec l'objectif visé d'améliorer le signal de
7 prix en puissance, puisqu'il s'agit d'accroître ce signal directement par une hausse du prix
8 plutôt que par un changement de la structure du tarif. Cette approche est d'ailleurs
9 équivalente à l'approche utilisée pour la facturation de la puissance en période d'été.

10 D'autre part, bien que l'impact à terme soit identique, cette approche permettrait un meilleur
11 étalement des impacts sur un horizon donné, pour l'ensemble des clients. En effet, une
12 baisse du seuil de facturation de la puissance a un impact pour les clients uniquement
13 lorsque leur appel de puissance dépasse ce seuil. Par exemple, les clients dont l'appel de
14 puissance est de 40 kW ne seraient pas affectés par l'amélioration du signal de prix aussi
15 longtemps que le seuil ne serait pas inférieur à 40 kW. L'impact tarifaire annuel en serait
16 donc proportionnellement augmenté et la période de transition pour ces clients serait ainsi
17 réduite. À l'inverse, la hausse graduelle d'une prime de puissance applicable aux
18 50 premiers kW permettrait d'améliorer, dès la 1^{re} année, le signal de prix en puissance pour
19 l'ensemble des clients au tarif DP.

20 Finalement, la hausse graduelle d'une prime de puissance applicable aux 50 premiers kW
21 éviterait de créer de la confusion chez la clientèle associée au fait d'avoir à la fois un seuil
22 d'admissibilité au tarif DP à partir de 50 kW et un seuil de facturation de la puissance à un
23 niveau inférieur.

24 Par ailleurs, un étalement des modifications sur une période plus longue que ce qui avait été
25 considéré l'an dernier permettrait de lisser davantage les impacts pour la clientèle touchée.
26 En considérant l'appariement de la prime de puissance d'été à celle d'hiver, suivi de
27 l'introduction d'une prime de puissance applicable aux 50 premiers kW, augmentant à un
28 rythme de 0,63 \$/kW par année¹⁷, la structure cible pour le tarif DP serait atteinte en 12 ans.
29 Ce déploiement prolongé accorderait plus de temps aux clients pour s'ajuster, par exemple
30 en ayant recours à des technologies de gestion de la charge.

31 Compte tenu de l'accentuation du signal du prix de puissance, il est également proposé
32 d'appliquer une hausse uniforme des prix de l'énergie, conservant par le fait même le
33 caractère progressif du tarif.

34 Le déploiement pourrait ainsi se faire comme suit :

- 35 • éliminer la redevance au 1^{er} avril 2018 ;
- 36 • hausser graduellement le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 1 200 à
37 12 600 kWh/mois ;

¹⁷ Il s'agit d'une hausse équivalente à celle approuvée entre 2009 et 2016 pour la prime de puissance d'été.

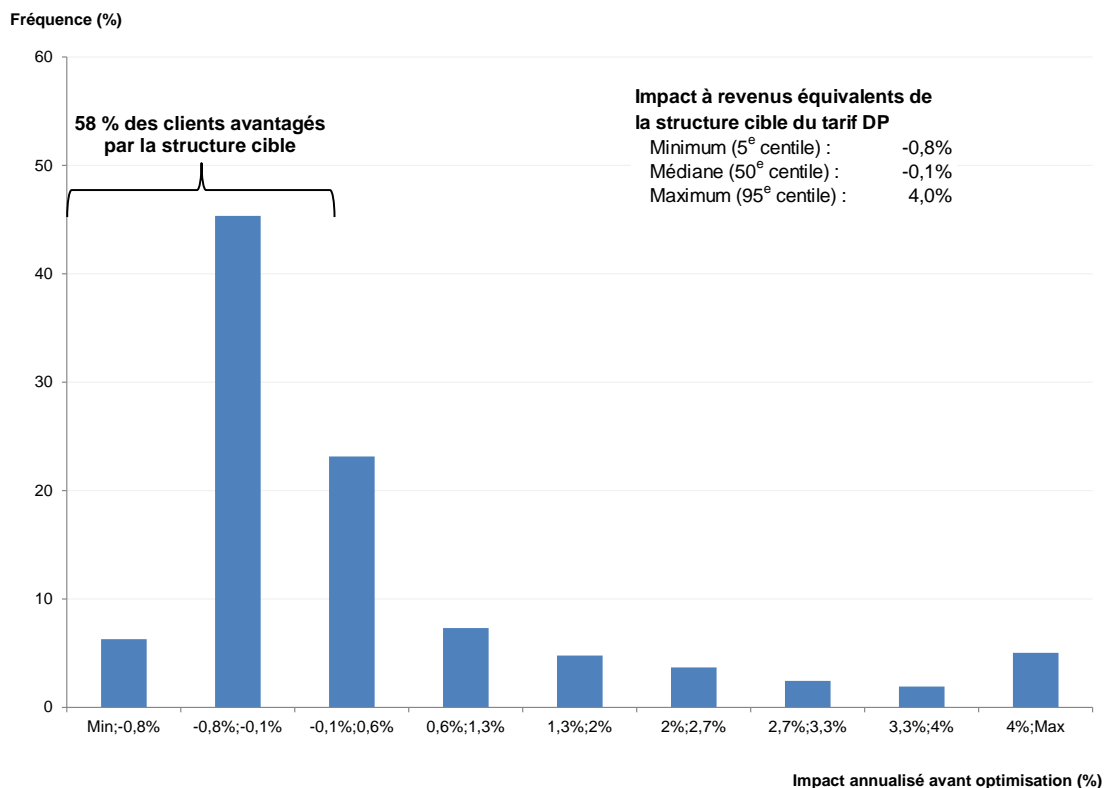
- 1 • hausser aux 1^{er} avril 2018 et 2019 la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW pour
2 atteindre celle d'hiver en 2 ans ;
- 3 • introduire une prime de puissance de 0,63 \$/kW applicable aux 50 premiers kW, à
4 partir du 1^{er} avril 2020, et l'augmenter du même montant à chaque année ;
- 5 • hausser uniformément les deux prix d'énergie ;
- 6 • arrimer les montants mensuels minimaux pour l'alimentation en monophasé et en
7 triphase avec ceux du tarif D¹⁸.

3.2.2. Impacts sur la clientèle

8 La figure 5 illustre la distribution des impacts annualisés de la structure cible pour le tarif DP,
9 à revenus équivalents, avant optimisation tarifaire, en supposant une période de déploiement
10 de 12 ans comme présenté à la section précédente. La structure cible est favorable pour la
11 majorité de la clientèle au tarif DP. En effet, 58 % y trouveraient un avantage, ce qui permet
12 d'affirmer qu'elle serait généralement mieux adaptée à cette clientèle.

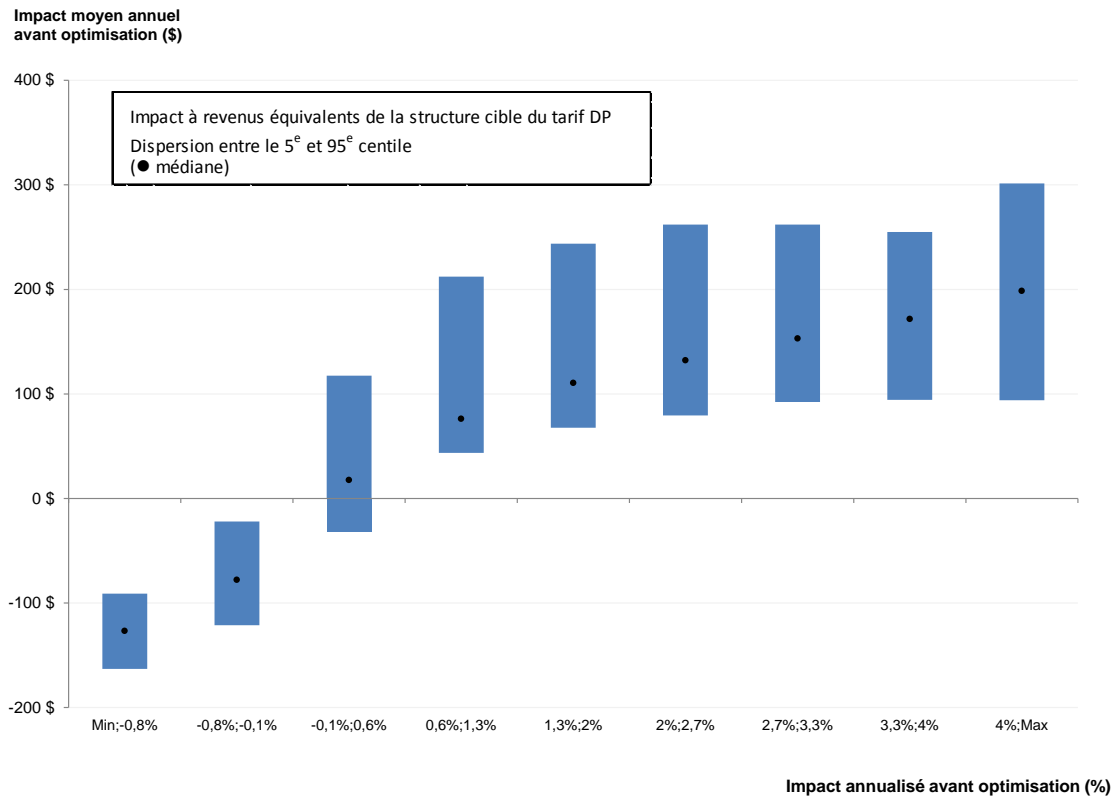
¹⁸ Compte tenu du très faible poids de la redevance dans la facture des clients domestiques de plus de 50 kW, l'élimination de la redevance sera complétée au 1^{er} avril 2018. Toutefois, pour assurer une meilleure cohérence et continuité entre les tarifs dont les domaines d'application se chevauchent, le Distributeur propose d'arrimer l'évolution des montants minimaux de la facture (alimentation en monophasé et en triphasé) des tarifs D et DP.

**FIGURE 5 :
DISTRIBUTION DES IMPACTS ANNUALISÉS AVANT OPTIMISATION
POUR LES CLIENTS AU TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



- 1 Par ailleurs, la figure 6 permet d'illustrer la très grande variabilité des impacts en dollars pour
- 2 un impact relatif donné. Par exemple, un impact tarifaire annualisé supérieur à 4 % peut se
- 3 traduire en un impact entre 100 et 300 \$ sur la facture. Dit autrement, un impact de 100 \$
- 4 peut correspondre à un impact relatif de 0,5 % ou de plus de 4 % sur la facture.

FIGURE 6 :
IMPACT MOYEN AVANT OPTIMISATION (EN \$) PAR TRANCHE D'IMPACT ANNUALISÉ (EN %)
POUR LES CLIENTS AU TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017



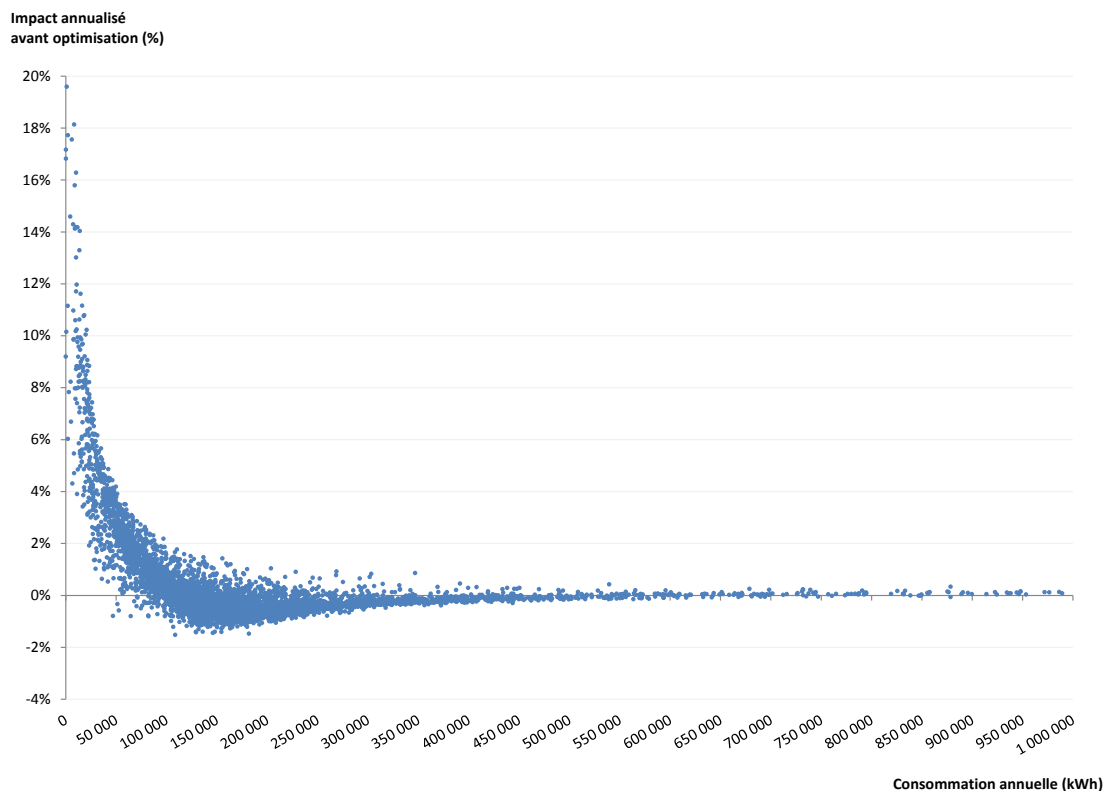
1 Les figures 7 et 8 présentent respectivement la distribution des impacts annualisés et la
 2 dispersion de ceux-ci selon la consommation des clients au tarif DP. Bien que la structure
 3 avantage une majorité de clients, son impact diffère selon le profil de consommation de la
 4 clientèle à ce tarif. Il en est toujours ainsi lors de modifications de structure, par exemple,
 5 comme dans le cas de l'introduction de la facturation annuelle de la puissance au
 6 1^{er} avril 2009.

7 À elle seule, la facturation des 50 premiers kW représente à terme une hausse de facture
 8 annuelle de 3 778 \$, ou 315 \$ par mois, pour un client ayant toujours un appel de puissance
 9 d'au moins 50 kW. Pour un client qui consomme plus de 9 643 kWh à chaque mois, soit une
 10 consommation annuelle de 117 323 kWh, cette hausse de facture est annulée par l'effet de
 11 l'accroissement du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie au prix le plus bas. Par exemple, un
 12 client dont l'appel de puissance est de 50 kW ne subit aucun impact tarifaire si son FU est
 13 égal à 26,8 % et peut même être avantagé par la structure cible s'il augmente son
 14 FU au-delà de ce niveau. À un FU de 35 %, son gain annuel est maximal (1 270 \$) puisque
 15 sa consommation mensuelle de 12 600 kWh (153 300 kWh sur une base annuelle) est
 16 facturée en totalité au prix de la 1^{re} tranche d'énergie. Si son appel de puissance est inférieur

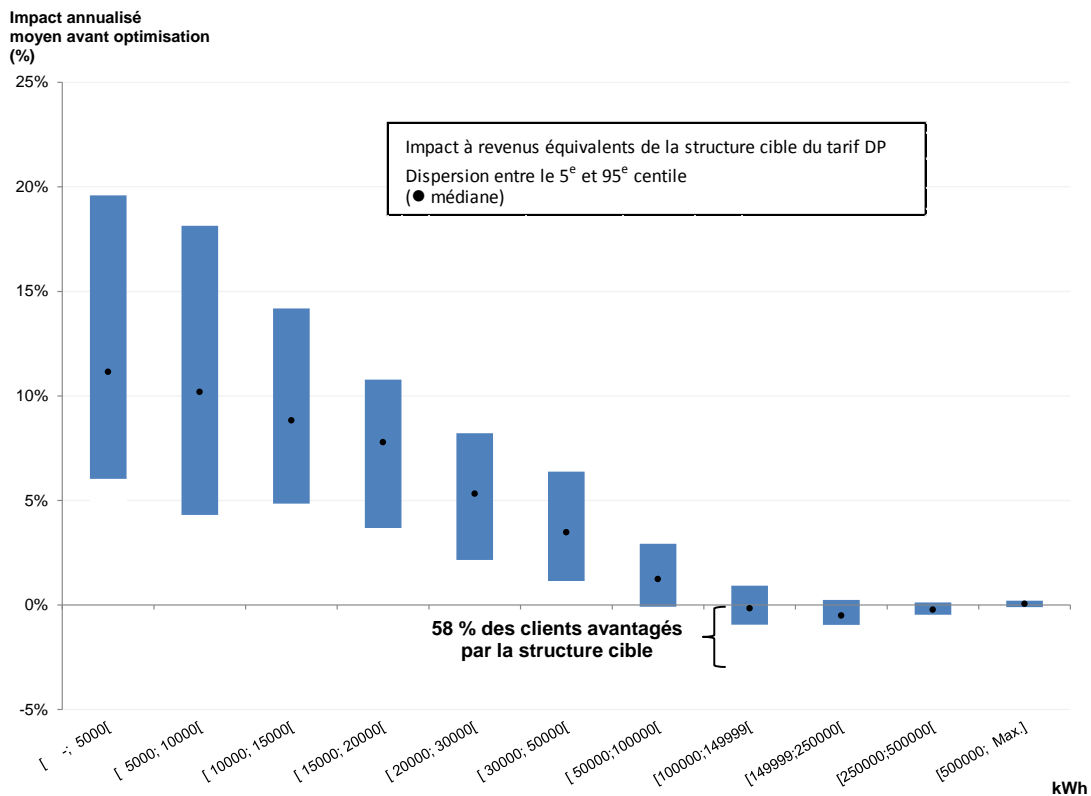
1 à 50 kW durant certains mois et qu'il améliore son FU, il tire un avantage supplémentaire de
2 la structure cible puisqu'il réduit sa facturation de la puissance mais profite toujours des kWh
3 additionnels au prix d'énergie le plus bas du tarif DP.

4 Les figures 7 et 8 permettent d'illustrer que les clients ayant une consommation supérieure à
5 environ 100 000 kWh par année sont généralement avantagés alors que ceux ayant une
6 consommation moindre subissent généralement des impacts tarifaires plus élevés. Il en est
7 ainsi puisque les plus gros consommateurs sont en mesure de bénéficier de la hausse du
8 seuil de la 1^{re} tranche d'énergie qui leur permet d'atténuer, en tout ou en partie, l'impact de la
9 facturation des 50 premiers kW. Les abonnements de moins de 100 000 kWh par année
10 représentent environ le quart des abonnements au tarif DP (voir la figure 9).

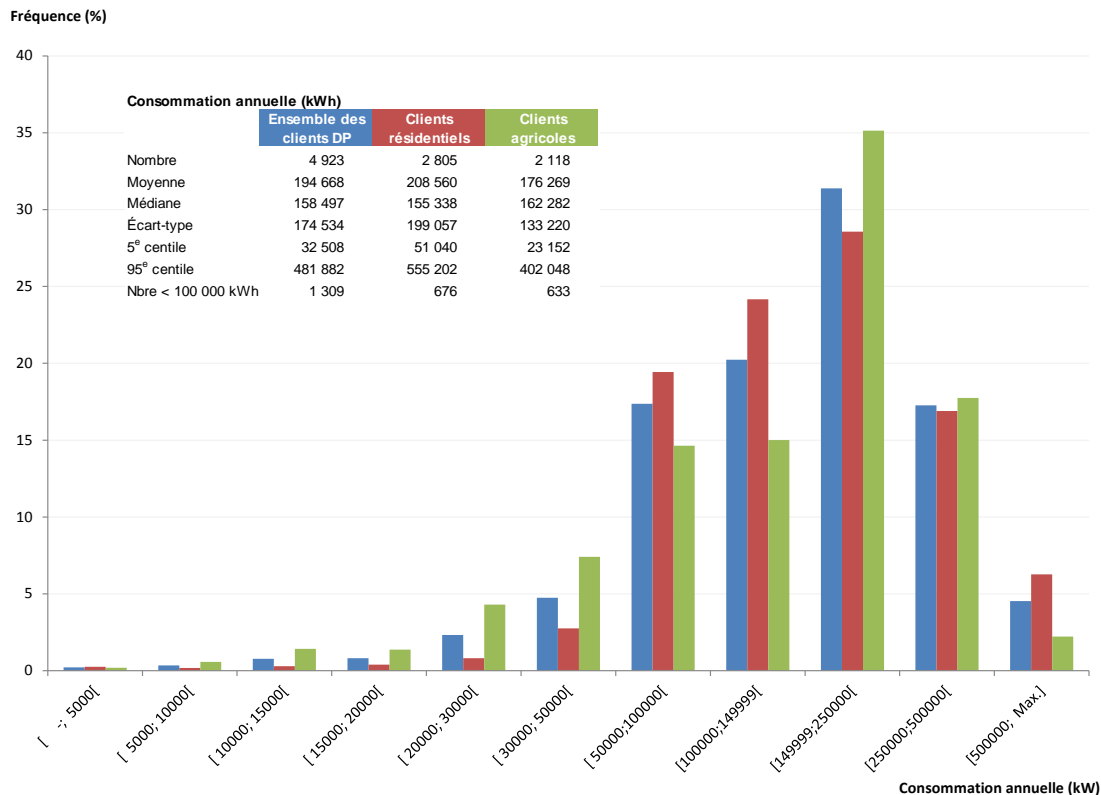
**FIGURE 7 :
IMPACT ANNUALISÉ AVANT OPTIMISATION
POUR LES CLIENTS AU TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



**FIGURE 8 :
IMPACT ANNUALISÉ MOYEN AVANT OPTIMISATION
PAR TRANCHE DE CONSOMMATION
POUR LES CLIENTS AU TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



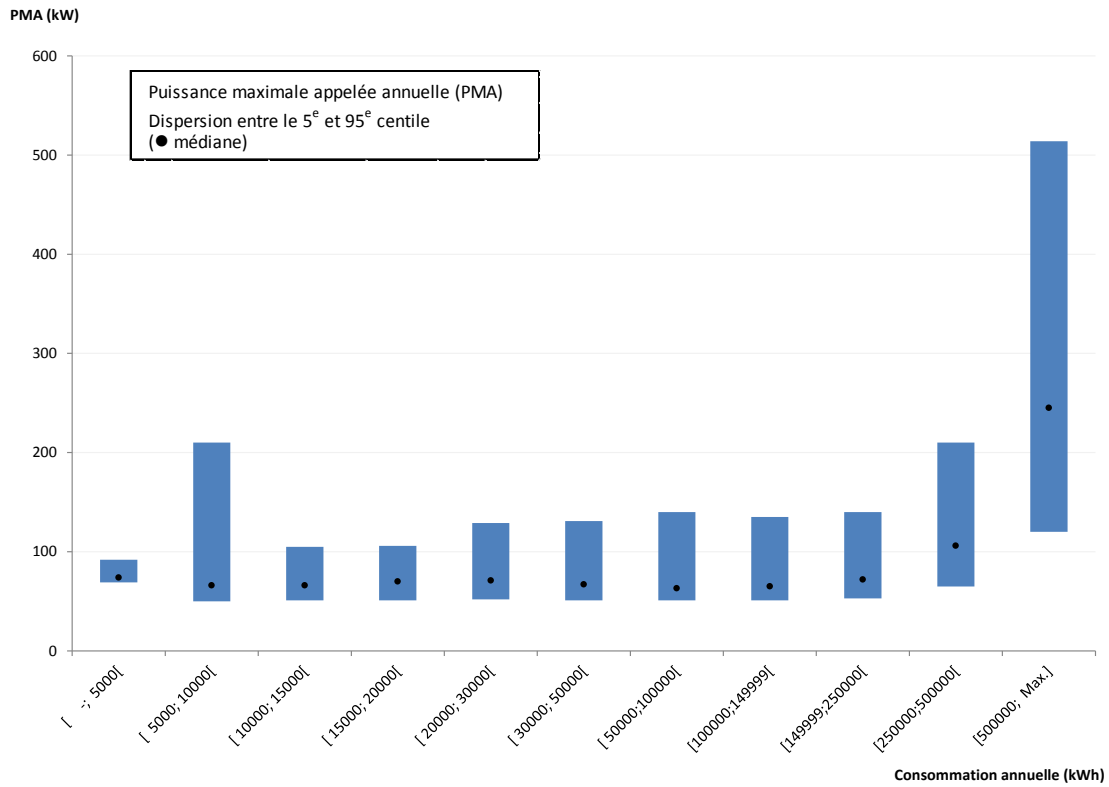
**FIGURE 9 :
DISTRIBUTION DES CLIENTS AU TARIF DP PAR TRANCHE DE CONSOMMATION**



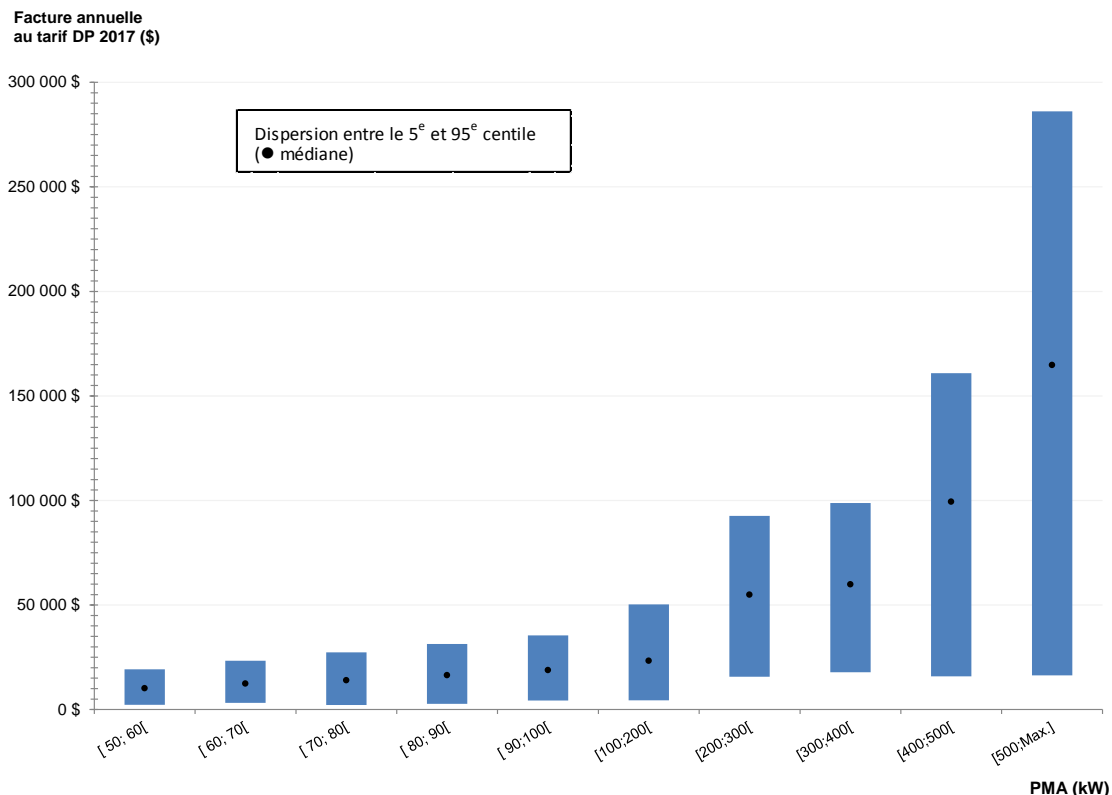
1 Les clients les plus fortement touchés sont des clients dont le profil de consommation est
 2 caractérisé par de faibles appels de puissance ou par un faible FU ou les deux. Les figures
 3 suivantes permettent d'illustrer ces situations.

4 D'une part, les clients consommant moins de 100 000 kWh par année ont des appels de
 5 puissance parmi les plus faibles, généralement inférieurs à 100 kW (voir la figure 10). Ce
 6 sont donc des clients qui bénéficient largement des 50 premiers kW sans frais. La figure 11,
 7 de même que le tableau 13, permettent de constater que certains de ces clients paient de
 8 faibles factures annuelles. Cette situation occasionne un transfert de coûts vers les autres
 9 clients du tarif DP, créant ainsi une iniquité. L'introduction d'une facturation de la puissance
 10 dès le premier kW assure que ces plus petits clients contribuent dorénavant davantage à la
 11 récupération des coûts de puissance au même titre que les autres clients, corrigeant par le
 12 fait même la situation actuelle d'iniquité. L'impact relatif plus important (en %) s'explique
 13 donc du fait que leurs factures actuelles sont généralement faibles.

FIGURE 10 :
PMA PAR TRANCHE DE CONSOMMATION
DES CLIENTS AU TARIF DP

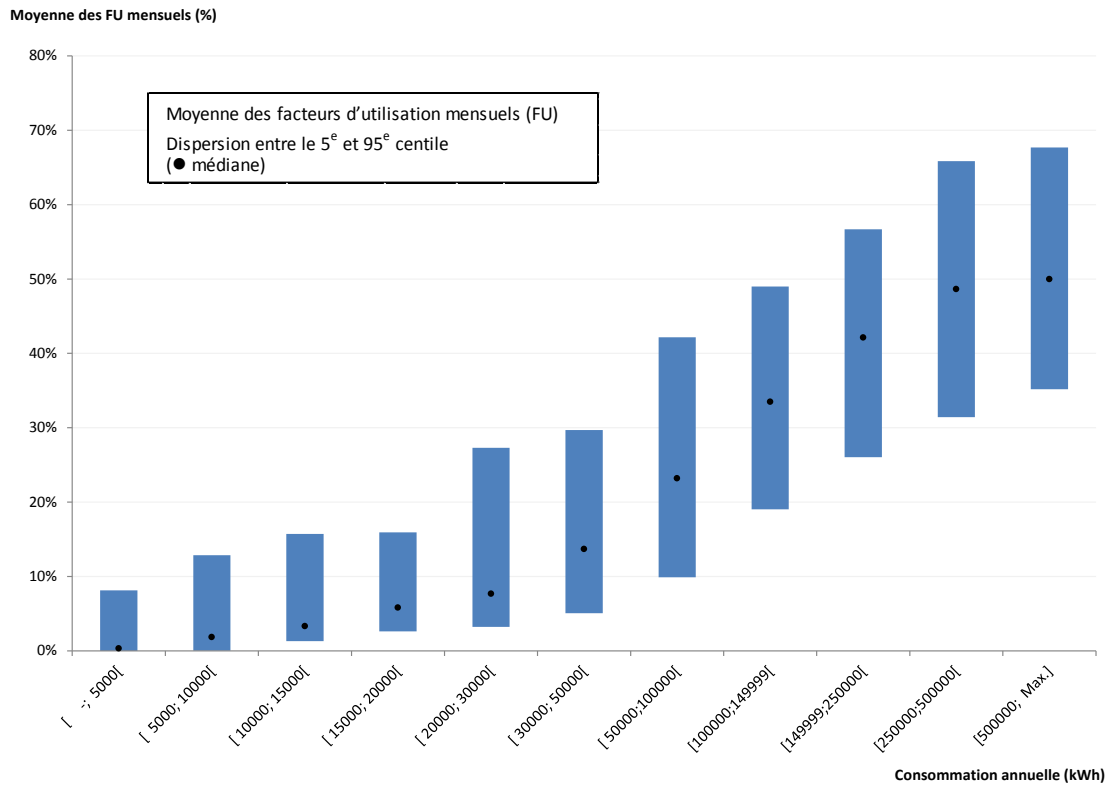


**FIGURE 11 :
FACTURE ANNUELLE PAR TRANCHE DE PMA
DES CLIENTS AU TARIF DP
(TARIF AU 1^{ER} AVRIL 2017)**



- 1 D'autre part, les PMA médianes des clients consommant moins de 100 000 kWh sont
- 2 similaires à celles des clients qui consomment davantage (voir la figure 10). Compte tenu de
- 3 leur faible consommation en énergie, leur FU est donc généralement plus faible (voir la
- 4 figure 12).

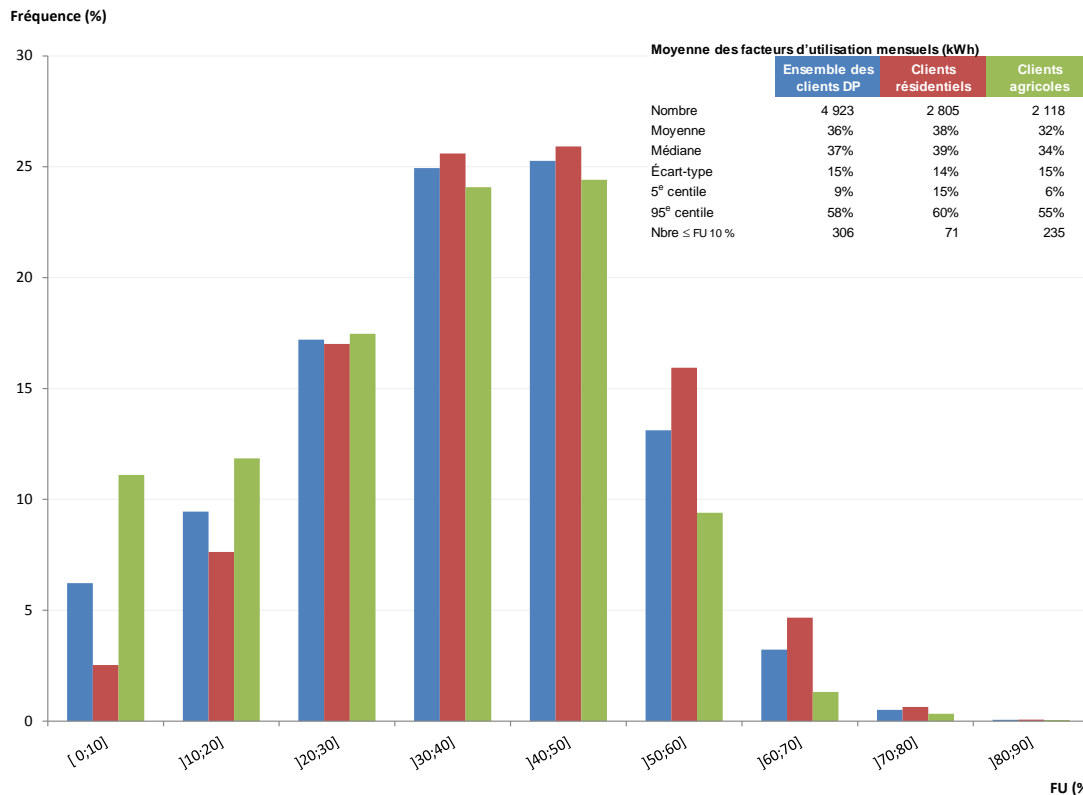
**FIGURE 12 :
FACTEURS D'UTILISATION MOYENS PAR TRANCHE DE CONSOMMATION
DES CLIENTS AU TARIF DP**



1 Or, les clients au tarif DP ayant un très faible FU sont plus touchés par la facturation de la
 2 puissance dès le premier kW appelé. Comme ils consomment peu par rapport aux clients à
 3 plus fort FU, ils ne profitent pas de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie qui permet
 4 de compenser l'amélioration du signal de prix en puissance. La figure 13 permet toutefois de
 5 constater que ces clients sont relativement peu nombreux. Par exemple, les clients
 6 présentant un FU de 10 % ou moins représentent 6 % des abonnements au tarif DP.

7 Il va de soi que le segment de la clientèle du tarif DP le plus durement affecté par la structure
 8 cible est composé de clients dont les appels de puissance et le FU sont faibles. Le segment
 9 de la clientèle du tarif DP avantagé par la structure cible est composé de clients dont le FU
 10 est élevé, peu importe leurs appels de puissance. Il en est ainsi puisqu'ils sont en mesure de
 11 tirer profit du bas prix de la 1^{re} tranche appliqué sur un plus grand nombre de kWh. Le
 12 tableau 13 illustre d'ailleurs ces propos, en présentant certains exemples d'abonnements au
 13 tarif DP.

**FIGURE 13 :
DISTRIBUTION DES CLIENTS AU TARIF DP PAR TRANCHE DE FU**



- 1 Par ailleurs, les tableaux 8 et 9 permettent de mettre en perspective l'avantage du tarif DP
- 2 par rapport au tarif G-9, tarif général conçu spécifiquement pour la clientèle à faible FU. Ils
- 3 illustrent que cet avantage persiste avec la structure cible.
- 4 Le tableau 8 présente le revenu moyen aux tarifs DP et G-9 au 1^{er} avril 2017 de même que
- 5 celui à la structure cible du tarif DP présentée au tableau 7. Il appert que le prix payé
- 6 actuellement au tarif DP par les clients consommant moins de 100 000 kWh par année
- 7 correspond à la moitié du prix payé par des clients similaires au tarif G-9. La structure cible
- 8 du tarif DP, qui génère un revenu moyen équivalent à celui du tarif DP actuel, permet
- 9 d'accroître la contribution aux coûts de puissance de ces clients, tout en demeurant inférieur
- 10 au revenu moyen au tarif G-9. Le revenu moyen par tranche de FU permet de constater que
- 11 le tarif DP cible reste généralement plus avantageux que le tarif G-9 (voir le tableau 9).

**TABLEAU 8 :
REVENU MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**

Consommation annuelle (kWh)	Revenu moyen (¢/kWh)		
	Tarif DP 2017	Tarif DP cible	Tarif G-9
[-;100000[9,09	11,48	18,27
[100000; Max.]	9,35	9,14	13,28
Total	9,33	9,33	13,48

**TABLEAU 9 :
REVENU MOYEN PAR TRANCHE DE FU
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**

Moyenne des FU mensuels	Revenu moyen (¢/kWh)		
	Tarif DP 2017	Tarif DP cible	Tarif G-9
[0 %;10 %]	11,34	17,73	18,42
]10 %;20 %]	10,15	12,29	14,11
]20 %;30 %]	9,34	9,87	12,85
]30 %;40 %]	9,25	9,07	-
]40 %;50 %]	9,28	8,99	-
]50 %;60 %]	9,29	9,04	-
]60 %;70 %]	9,19	8,95	-
]70 %;80 %]	9,07	8,84	-
]80 %;90 %]	8,63	7,93	-
]90 %;100 %]	-	-	-
Total	9,33	9,33	13,48

1 Tel qu'il est démontré, les modifications proposées au tarif DP seront favorables pour une
 2 majorité de clients. Une période plus longue de déploiement de la structure cible est
 3 proposée, d'une part, afin d'accorder aux clients qui seront affectés par les modifications
 4 apportées suffisamment de temps pour qu'ils puissent prendre des mesures visant à mieux
 5 gérer leurs charges et ajuster leurs profils de consommation et, d'autre part, afin de lisser
 6 dans le temps l'impact tarifaire.

7 Par ailleurs, le Distributeur tient à rappeler que le chevauchement des domaines
 8 d'application des tarifs D et DP a déjà permis et continuera de permettre à certains clients,
 9 dont l'appel de puissance est inférieur à 65 kW, de bénéficier d'une baisse de facture en
 10 demeurant au tarif D. De plus, les clients dont la PMA est égale ou supérieure à 65 kW
 11 pourront, comme c'est le cas actuellement, souscrire à l'un ou l'autre des tarifs généraux qui

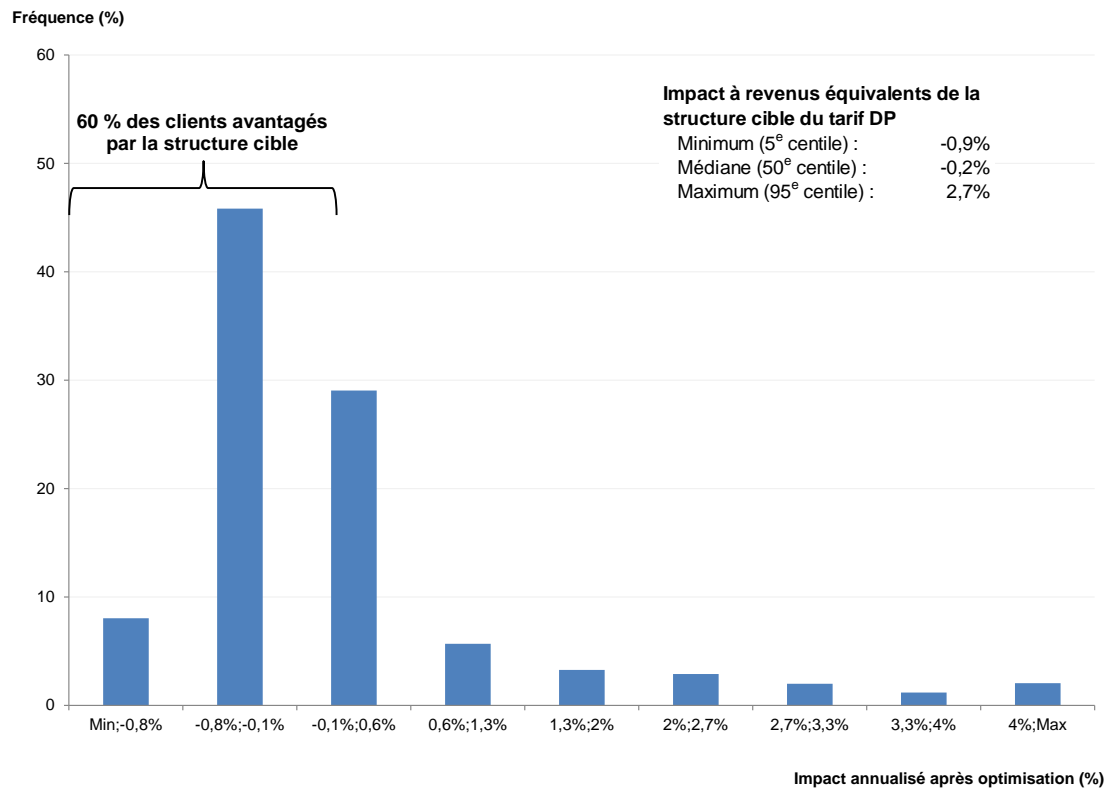
1 s'avérerait plus avantageux (voir le tableau 10). Outre les tarifs de base auxquels les clients
 2 domestiques ont accès, les tarifs généraux de courte durée sont aussi des options que les
 3 clients présentant un profil saisonnier peuvent envisager afin de limiter l'impact de la
 4 facturation de la puissance.

TABLEAU 10 :
CHOIX DE TARIFS POUR LES CLIENTS AUX TARIFS DOMESTIQUES ET GÉNÉRAUX

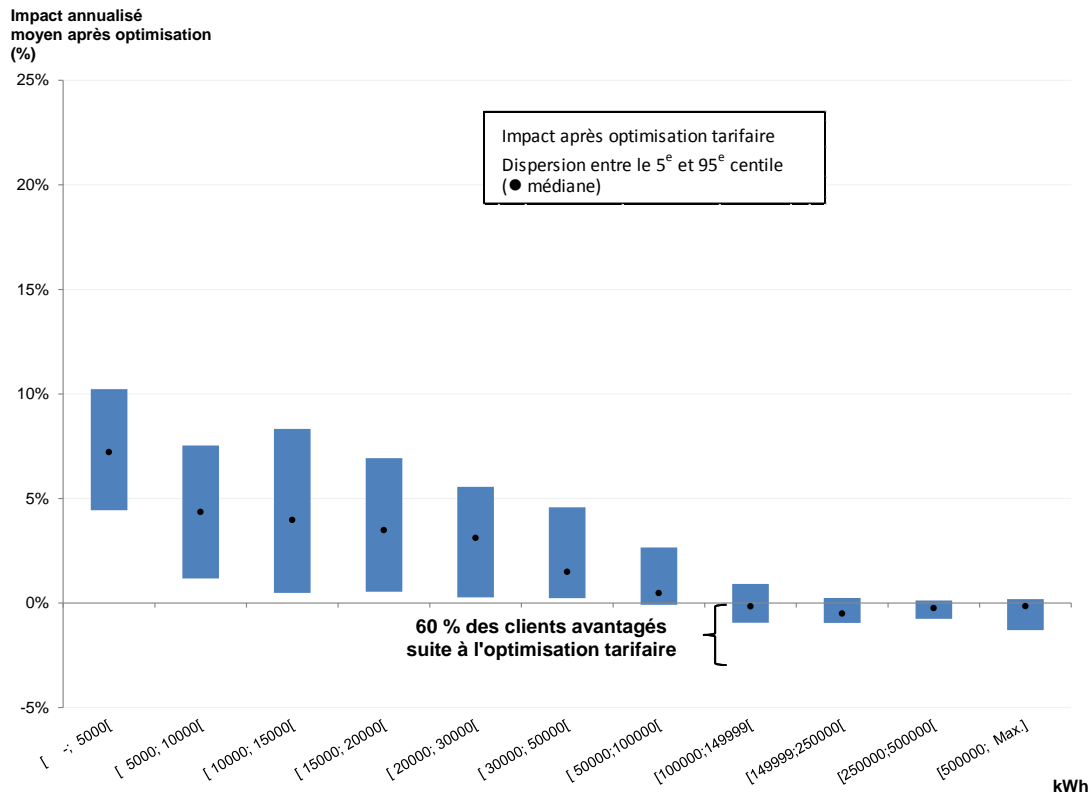
Puissance maximale appelée	Clients domestiques (résidentiels et agricoles)	Clients des tarifs généraux (petite et moyenne puissance)
moins de 50 kW	D ou G	G
de 50 kW et plus mais inférieure à 65 kW	D, DP, G ou M	G ou M
de 65 kW et plus mais inférieure à 100 kW	DP, G, M ou G-9	G, M ou G-9
100 kW et plus	DP, M ou G-9	M ou G-9

5 Lorsque comparées aux figures 5 et 8, les figures 14 et 15 illustrent l'importante atténuation
 6 des impacts à la suite de l'optimisation tarifaire. Bien que la proportion des clients avantagés
 7 soit relativement stable, les impacts annualisés sont moindres. Par exemple, à la suite de
 8 l'optimisation tarifaire, l'impact annualisé maximal passe de 20 % à 10 % pour la clientèle la
 9 plus touchée, soit celle consommant moins de 5 000 kWh par année. Alors, outre le fait que
 10 les clients pourraient faire une meilleure gestion de leurs charges, l'optimisation tarifaire
 11 permet de réduire considérablement leurs impacts tarifaires. Cette optimisation tarifaire est
 12 d'autant plus intéressante pour les clients domestiques que ces derniers ont accès, comme
 13 l'indique le tableau 10, à plus de tarifs que les clients aux tarifs généraux.

**FIGURE 14 :
DISTRIBUTION DES IMPACTS ANNUALISÉS APRÈS OPTIMISATION
POUR LES CLIENTS AU TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



**FIGURE 15 :
IMPACT ANNUALISÉ MOYEN APRÈS OPTIMISATION
PAR TRANCHE DE CONSOMMATION
POUR LES CLIENTS AU TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



1 Les tableaux 11 et 12 illustrent les impacts, respectivement cumulés et annualisés, selon le
 2 tarif applicable après optimisation. Le Distributeur tient à rappeler que ces impacts découlent
 3 de profils de consommation qui ne sont pas nécessairement le reflet d'une situation
 4 permanente. Ainsi, bien qu'un impact tarifaire semble très élevé ou que la migration à un
 5 autre tarif semble avantageuse, le portrait peut s'avérer très différent une fois le profil de
 6 consommation revenu à la normale ou corrigé à la suite d'une meilleure gestion de la charge.
 7 De plus, un impact tarifaire relatif important (en %) peut être le résultat d'une hausse en
 8 dollars raisonnable appliquée sur une faible facture (voir la figure 6 et le tableau 13).

9 Il importe de souligner que le tarif DP cible demeure le tarif optimal pour 82 % des clients
 10 actuellement au tarif DP alors que le tarif D cible s'avère avantageux pour 10 % d'entre eux.
 11 Ainsi, l'un ou l'autre des tarifs domestiques demeurent avantageux à terme pour 92 % des
 12 clients domestiques dont la PMA est de 50 kW ou plus. Le Distributeur est donc d'avis que
 13 les structures cibles proposées répondent bien aux besoins de la clientèle domestique.

**TABLEAU 11 :
IMPACT TARIFAIRE CUMULÉ APRÈS OPTIMISATION**

Consommation annuelle (kWh)	Impact cumulé considérant une implantation sur une période de 12 ans																	
	DP cible			Tarif après optimisation														
	Nombre	Impact cumulé moyen	Impact cumulé maximal	DP cible			D cible			Tarif G (2017)			Tarif G-9 (2017)			Tarif M (2017)		
				Nombre	Impact cumulé moyen	Impact cumulé maximal	Nombre	Impact cumulé moyen	Impact cumulé maximal	Nombre	Impact cumulé moyen	Impact cumulé maximal	Nombre	Impact cumulé moyen	Impact cumulé maximal	Nombre	Impact cumulé moyen	Impact cumulé maximal
moins de 5 000 kWh	11	360%	756%	-	-	-	-	-	-	7	160%	222%	4	90%	124%	-	-	-
de 5 000 à 9 999 kWh	17	274%	639%	1	74%	74%	7	42%	70%	7	96%	139%	2	43%	59%	-	-	-
de 10 000 à 14 999 kWh	38	196%	511%	4	115%	174%	16	17%	35%	13	89%	161%	5	116%	148%	-	-	-
de 15 000 à 19 999 kWh	40	139%	256%	5	86%	129%	16	10%	22%	18	76%	125%	1	110%	110%	-	-	-
de 20 000 à 29 999 kWh	114	89%	222%	26	57%	101%	41	8%	20%	46	60%	126%	1	39%	39%	-	-	-
de 30 000 à 49 999 kWh	234	50%	105%	74	40%	90%	106	5%	12%	52	44%	83%	2	46%	70%	-	-	-
de 50 000 à 99 999 kWh	855	18%	58%	541	15%	51%	278	5%	10%	36	29%	44%	-	-	-	-	-	-
de 100 000 à 149 999 kWh	996	-1%	24%	989	-1%	24%	7	3%	5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
de 150 000 à 249 999 kWh	1 545	-5%	19%	1 545	-5%	19%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
de 250 000 à 499 999 kWh	850	-2%	12%	766	-2%	12%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84	-9%	-5%
500 000 kWh et plus	223	1%	5%	110	1%	5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	-9%	-1%
Total	4 923	10%	756%	4 061	1%	174%	471	6%	70%	179	58%	222%	15	85%	148%	197	-9%	-1%

**TABLEAU 12 :
IMPACT TARIFAIRE ANNUALISÉ APRÈS OPTIMISATION**

Consommation annuelle (kWh)	Impact annualisé considérant une implantation sur une période de 12 ans																	
	DP cible			Tarif après optimisation														
	Nombre	Impact cumulé moyen	Impact cumulé maximal	DP cible			D cible			Tarif G (2017)			Tarif G-9 (2017)			Tarif M (2017)		
				Nombre	Impact annualisé moyen	Impact annualisé maximal	Nombre	Impact annualisé moyen	Impact annualisé maximal	Nombre	Impact annualisé moyen	Impact annualisé maximal	Nombre	Impact annualisé moyen	Impact annualisé maximal	Nombre	Impact annualisé moyen	Impact annualisé maximal
moins de 5 000 kWh	11	14%	20%	-	-	-	-	-	-	7	8,3%	10,2%	4	5,5%	6,9%	-	-	-
de 5 000 à 9 999 kWh	17	12%	18%	1	4,7%	4,7%	7	3,0%	4,5%	7	5,8%	7,5%	2	3,0%	3,9%	-	-	-
de 10 000 à 14 999 kWh	38	9%	16%	4	6,6%	8,8%	16	1,3%	2,5%	13	5,4%	8,3%	5	6,6%	7,9%	-	-	-
de 15 000 à 19 999 kWh	40	8%	11%	5	5,3%	7,1%	16	0,8%	1,7%	18	4,8%	7,0%	1	6,4%	6,4%	-	-	-
de 20 000 à 29 999 kWh	114	5%	10%	26	3,9%	6,0%	41	0,6%	1,5%	46	4,0%	7,0%	1	2,8%	2,8%	-	-	-
de 30 000 à 49 999 kWh	234	3%	6%	74	2,9%	5,5%	106	0,4%	0,9%	52	3,1%	5,2%	2	3,2%	4,5%	-	-	-
de 50 000 à 99 999 kWh	855	1%	4%	541	1,2%	3,5%	278	0,4%	0,8%	36	2,2%	3,1%	-	-	-	-	-	-
de 100 000 à 149 999 kWh	996	0%	2%	989	-0,1%	1,8%	7	0,3%	0,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
de 150 000 à 249 999 kWh	1 545	0%	1%	1 545	-0,4%	1,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
de 250 000 à 499 999 kWh	850	0%	1%	766	-0,2%	0,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84	-0,8%	-0,4%
500 000 kWh et plus	223	0%	0%	110	0,1%	0,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	-0,8%	-0,1%
Total	4 923	1%	20%	4 061	0,0%	8,8%	471	0,5%	4,5%	179	3,9%	10,2%	15	5,2%	7,9%	197	-0,8%	-0,1%

1 Le tableau 13 illustre les impacts pour certains abonnements actuellement au tarif DP pour
 2 lesquels le Distributeur dispose d'information relative à l'usage spécifique. Il permet de
 3 relativiser les impacts associés à la structure cible en considérant le profil de consommation
 4 des abonnements touchés, le déploiement sur une période de 12 ans et l'optimisation
 5 tarifaire à leur disposition. Somme toute, les impacts sont variés : certains clients sont
 6 avantagés, certains sont désavantagés et pour d'autres, il n'y a pas d'impact.

7 Par exemple, l'abonnement le plus affecté en termes relatifs (en %) par la structure cible du
 8 tarif DP (cas 1) est un abonnement résidentiel alimentant une pompe à incendie dans un
 9 immeuble à logements. En 2016, la PMA varie entre 42 et 86 kW alors que la consommation
 10 annuelle ne s'élève qu'à 900 kWh, ce qui résulte en un FU moyen de moins de 1 %. La
 11 facture annuelle au tarif actuel associée à cet abonnement est de 433 \$, ce qui est très faible
 12 compte tenu de ses appels de puissance. Toutes choses égales par ailleurs, l'impact à terme
 13 après optimisation serait de 182 %. Ainsi, avant même que le client fasse une meilleure
 14 gestion de ses charges, la migration au tarif G lui permet de réduire de 75 % l'impact prévu
 15 sur sa facture. Sur une période de 12 ans, il s'agit d'un impact annualisé de 9 % en termes
 16 relatifs et d'un impact moyen annuel de 66 \$ en termes absolus. Le cas 2, une ferme
 17 céréalière, est aussi éloquent quant au potentiel d'atténuation offert par l'optimisation
 18 tarifaire. Cet abonnement étant admissible également au tarif D, le client peut réduire cet

- 1 impact de près de 90 % en optant pour le tarif D. Sa facture annuelle passerait ainsi de 450 \$
2 à 764 \$ plutôt qu'à 3 137 \$ avant optimisation.
- 3 À l'opposé, le cas 12, une résidence qui présente des FU entre 35 % et 62 % et des appels
4 de puissance entre 26 et 53 kW, figure parmi les abonnements les plus avantageés en termes
5 relatifs (en %). Sa facture annuelle de 12 462 \$ actuellement serait réduite à 10 467 \$, soit
6 une baisse d'environ 2 000 \$ ou 16 %. Le producteur laitier (cas 14) dont les appels de
7 puissance sont toujours au-delà de 50 kW et dont le FU est relativement élevé et stable, est
8 également avantageé par la structure cible puisque sa facture annuelle passerait de 17 894 \$
9 à 16 660 \$.

**TABLEAU 13 :
EXEMPLES D'ABONNEMENTS IMPACTÉS**

Cas	Portrait de la consommation							Facture annuelle DP 2017 (\$)	Avant optimisation					Après optimisation						
	Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)	FU minimal (%)		FU maximal (%)	Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Impact moyen annuel (\$)	Impact annualisé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Impact moyen annuel (\$)	Impact annualisé (%)
Abonnements désavantagés																				
1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	433 \$	3 707 \$	3 274 \$	756%	273 \$	20%	G	1 219 \$	786 \$	182%	66 \$	9%
2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	450 \$	3 137 \$	2 687 \$	597%	224 \$	18%	D cible	764 \$	314 \$	70%	26 \$	5%
3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	521 \$	1 853 \$	1 332 \$	256%	111 \$	11%	G	1 420 \$	899 \$	172%	75 \$	9%
4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 154 \$	5 902 \$	3 748 \$	174%	312 \$	9%	DP cible	5 902 \$	3 748 \$	174%	312 \$	9%
5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 318 \$	5 997 \$	3 679 \$	159%	307 \$	8%	G-9	5 760 \$	3 442 \$	148%	287 \$	8%
6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 457 \$	6 191 \$	3 734 \$	152%	311 \$	8%	DP cible	6 191 \$	3 734 \$	152%	311 \$	8%
7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 590 \$	3 747 \$	2 157 \$	136%	180 \$	7%	G-9	3 368 \$	1 779 \$	112%	148 \$	6%
Abonnements neutres																				
8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	9 985 \$	9 987 \$	2 \$	0%	0 \$	0%	DP cible	9 987 \$	2 \$	0%	0 \$	0%
9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 574 \$	7 568 \$	-6 \$	0%	0 \$	0%	DP cible	7 568 \$	-6 \$	0%	0 \$	0%
10	agricole	culture maraichère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 720 \$	10 733 \$	12 \$	0%	1 \$	0%	DP cible	10 733 \$	12 \$	0%	1 \$	0%
Abonnements avantageés																				
11	agricole	poulailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 275 \$	7 515 \$	-760 \$	-9%	-63 \$	-1%	DP cible	7 515 \$	-760 \$	-9%	-63 \$	-1%
12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 462 \$	10 467 \$	-1 996 \$	-16%	-166 \$	-1%	DP cible	10 467 \$	-1 996 \$	-16%	-166 \$	-1%
13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 207 \$	10 051 \$	-1 156 \$	-10%	-96 \$	-1%	DP cible	10 051 \$	-1 156 \$	-10%	-96 \$	-1%
14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	17 894 \$	16 660 \$	-1 235 \$	-7%	-103 \$	-1%	DP cible	16 660 \$	-1 235 \$	-7%	-103 \$	-1%

- 10 Considérant l'objectif d'offrir une structure tarifaire adaptée à des clients aptes à gérer leurs
11 charges et compte tenu de l'ensemble des impacts tarifaires qui en découlent et des
12 mesures d'atténuation disponibles, le Distributeur est d'avis que les orientations quant à la
13 structure cible du tarif DP constituent une réponse adéquate, laquelle bénéficie à une large
14 proportion de la clientèle domestique dont l'appel de puissance est supérieur à 50 kW.

3.2.3. Proposition au 1^{er} avril 2018

- 15 L'application de la hausse tarifaire au tarif DP se décline comme suit :
- 16 • élimination de la redevance ;
 - 17 • hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 1 200 à 1 500 kWh par mois ;
 - 18 • hausse uniforme des prix d'énergie ;
 - 19 • poursuite de la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW pour
20 atteindre celle d'hiver en 2 ans ;

- 1 • hausse du montant mensuel minimal de 12,18 \$ à 15,18 \$ pour l'alimentation en
2 monophasé et gel du montant mensuel minimal pour l'alimentation en triphasé de
3 façon à l'arrimer avec celui proposé au tarif D.

4 Le tableau 2 de la section 2 présente la structure tarifaire et les prix proposés pour le tarif DP
5 au 1^{er} avril 2018.

3.3. Tarif DM

3.3.1. *Évolution en fonction des tarifs D et DP*

6 Le tarif DM s'applique à un abonnement qui y était admissible le 31 mai 2009 au titre duquel
7 l'électricité est destinée à un immeuble collectif d'habitation ou à une résidence
8 communautaire comprenant des logements dont le mesurage est collectif. Ce tarif n'est plus
9 offert aux nouveaux clients afin d'inciter les propriétaires de nouveaux immeubles à choisir le
10 mesurage individuel pour chacun des logements.

11 Par le biais de sa structure calquée sur celle du tarif D, le tarif DM assure aux clients
12 domestiques dont la consommation d'électricité est mesurée collectivement une facture
13 similaire à celle offerte aux clients au tarif D dont la consommation est mesurée
14 individuellement.

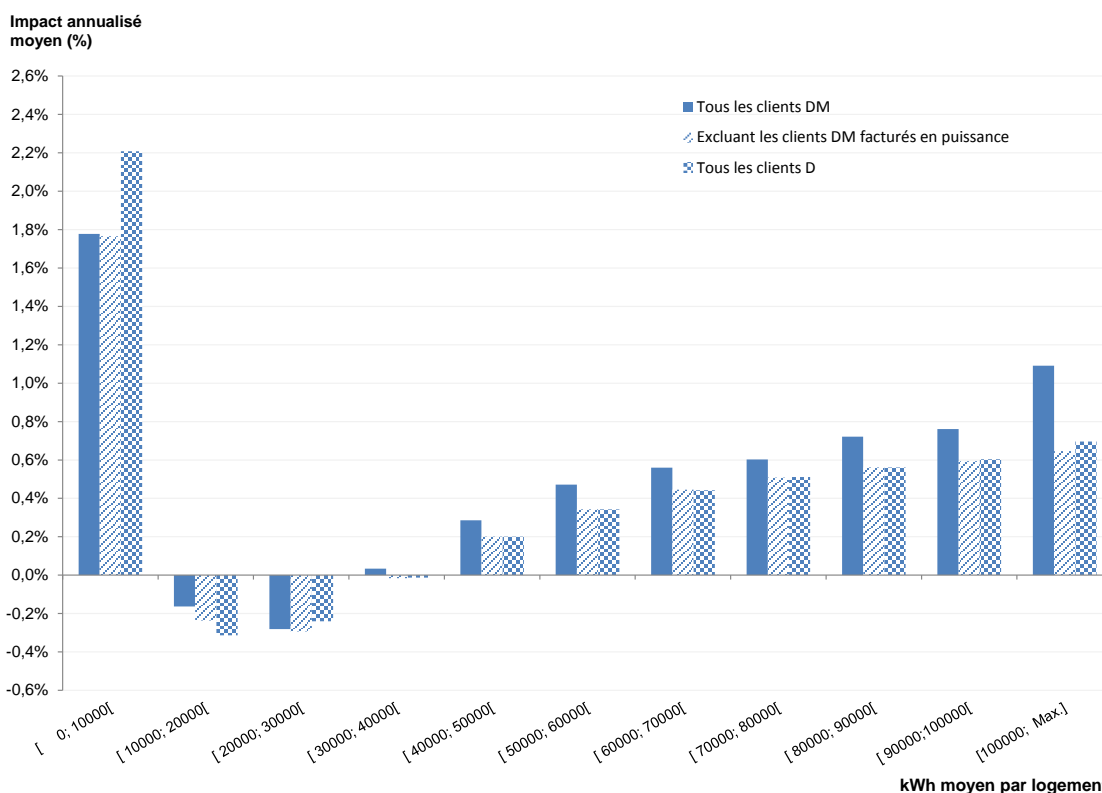
15 Dans sa décision D-2017-022, la Régie a accepté de préserver le rôle spécifique joué par le
16 tarif DM, d'y maintenir la facturation de la puissance comme au tarif DP et d'y appliquer les
17 mêmes changements qu'au tarif D.

18 La structure cible pour le tarif DM est déterminée par l'évolution des tarifs D et DP. De ce fait,
19 elle comprend le maintien de la redevance d'abonnement à son niveau actuel, l'introduction
20 proposée d'un montant minimal de la facture, l'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche
21 d'énergie à 40 kWh par jour, la hausse uniforme proposée des prix d'énergie et la poursuite
22 de la hausse de la prime de puissance d'été pour atteindre celle d'hiver. Le multiplicateur
23 serait appliqué au montant mensuel minimal de la facture, comme c'est le cas présentement
24 pour la redevance, le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie et le seuil de facturation de la
25 puissance.

26 Les plus petits consommateurs au tarif D sont touchés par la structure cible, notamment en
27 raison du fait qu'ils doivent assumer une hausse du prix de la 1^{re} tranche d'énergie mais ne
28 peuvent pas profiter pleinement de la hausse du seuil de cette tranche, et les très petits
29 consommateurs sont touchés par le montant minimal de la facture (voir la figure 3).
30 Considérant le rôle joué par le tarif DM, il est attendu que l'impact de la structure cible pour le
31 tarif DM soit similaire à celui de la structure cible proposée au tarif D, pour une
32 consommation moyenne par logement équivalente. La figure 16 permet de l'illustrer.

1 En effet, les impacts annualisés de la structure cible pour le tarif DM selon le niveau de
 2 consommation moyen par logement¹⁹ sont similaires à ceux pour le tarif D. Les impacts
 3 tarifaires plus importants pour les abonnements dont la consommation moyenne par
 4 logement est plus élevée sont associés à la facturation de la puissance. En excluant les
 5 clients du tarif DM facturés en puissance, il est également possible de constater que les
 6 abonnements de moins de 10 000 kWh par année subissent un impact légèrement moindre
 7 que ceux au tarif D parce que le mesurage collectif leur permet de profiter davantage de la
 8 hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie.

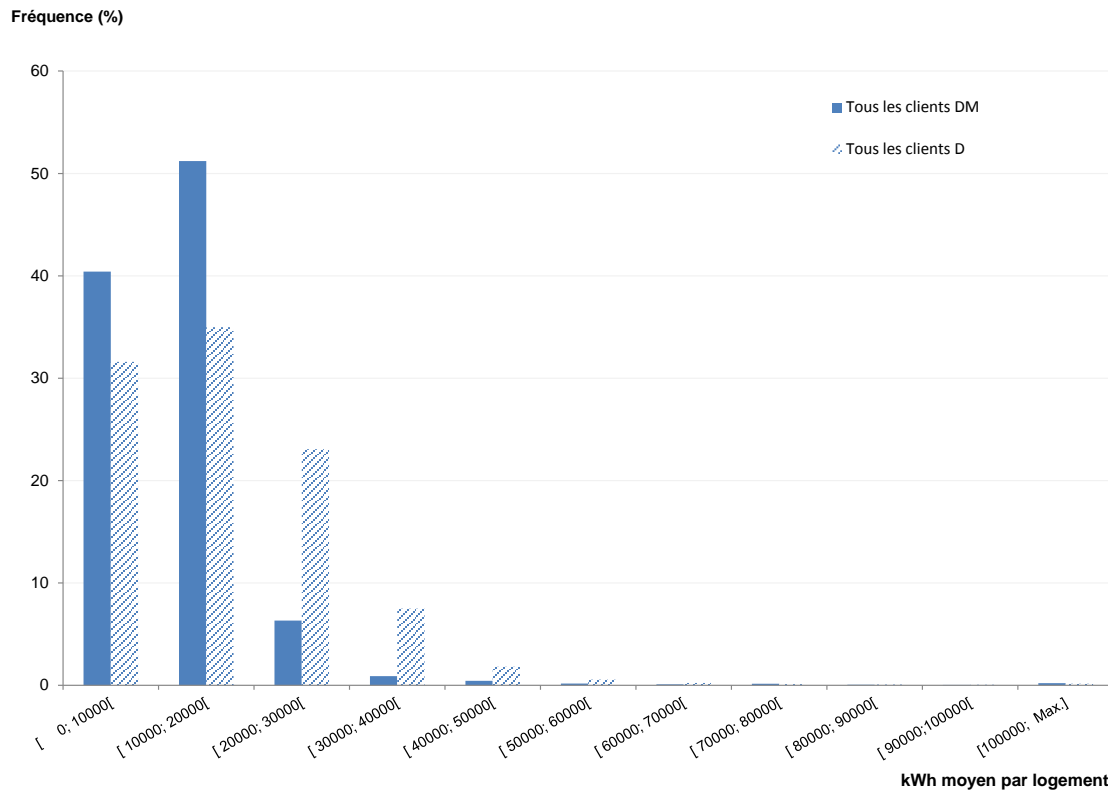
**FIGURE 16 :
 IMPACT ANNUALISÉ MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION
 POUR LES CLIENTS AU TARIF DM
 TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



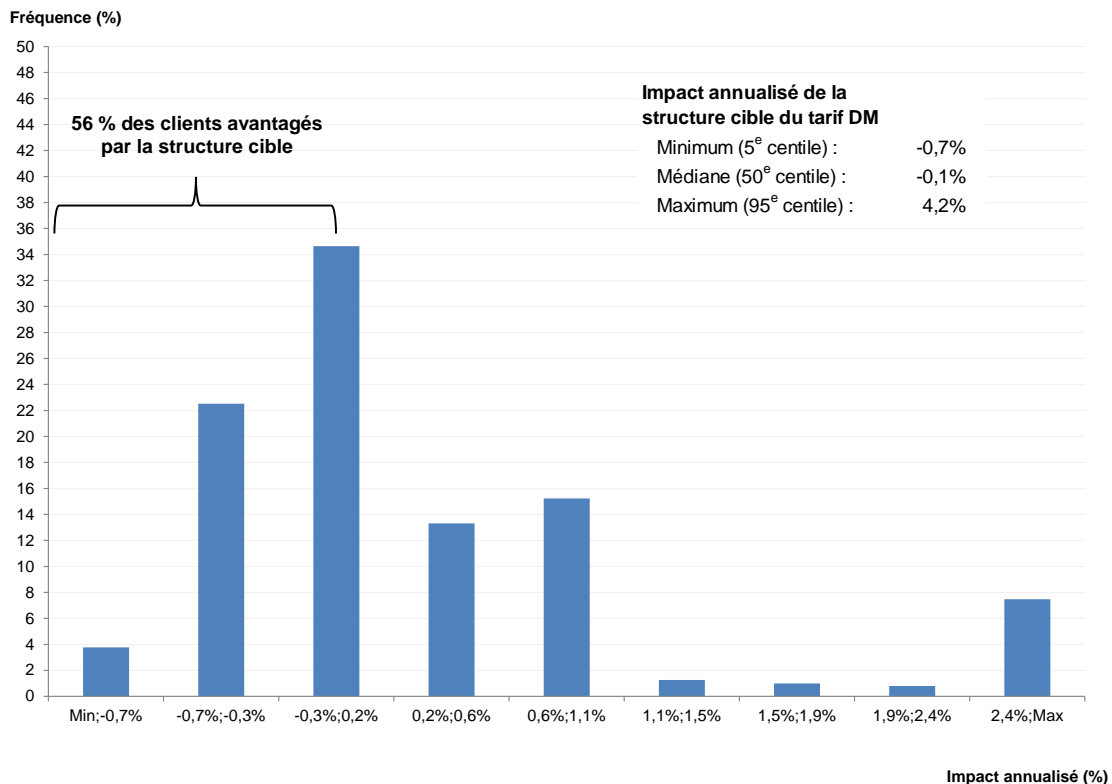
9 Bien que le tarif DM compte davantage de logements dont la consommation est relativement
 10 faible que le tarif D (voir la figure 17), la figure 18 permet de constater que la proportion des
 11 clients avantageés par la structure cible est similaire à celle au tarif D.

¹⁹ La consommation moyenne par logement est utilisée afin d'éliminer l'effet du nombre de logements des abonnements au tarif DM et, ainsi, de mieux illustrer son rôle par rapport au tarif D.

**FIGURE 17 :
DISTRIBUTION DES CLIENTS AUX TARIFS DM ET D PAR TRANCHE DE CONSOMMATION**



**FIGURE 18 :
DISTRIBUTION DES IMPACTS ANNUALISÉS
POUR LES CLIENTS AU TARIF DM
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**



3.3.2. Proposition au 1^{er} avril 2018

- 1 L'application de la hausse tarifaire au tarif DM se décline comme suit :
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- gel de la redevance (40,64 ¢ par jour) ;
 - hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 33 à 36 kWh par jour ;
 - hausse uniforme des prix d'énergie ;
 - poursuite de la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW de manière à atteindre celle d'hiver en 2 ans ;
 - introduction d'un montant mensuel minimal de 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de 18,27 \$ pour l'alimentation en triphasé.
- Le tableau 2 de la section 2 présente la structure et les prix proposés pour le tarif DM au 1^{er} avril 2018.

3.4. Tarif DT

3.4.1. Poursuite de la bonification de l'économie des clients au tarif DT

1 Le tarif DT est une option de tarification dynamique qui vise à assurer la gestion de la
2 demande. Elle est offerte aux clients disposant d'un système de chauffage biénergie dont la
3 capacité en mode combustible est suffisante pour fournir la chaleur nécessaire en période de
4 pointe.

5 Bien que l'effritement du parc biénergie résidentielle ne soit pas à un niveau aussi important
6 que ceux atteints à la suite des hivers rigoureux 2013-2014 et 2014-2015, il s'est poursuivi
7 en 2016. Or, le parc biénergie résidentielle est un outil important de gestion de la demande
8 pour le Distributeur, puisqu'il permet de gérer tant la fine pointe, du point de vue des
9 approvisionnements, que les pointes régionales de la demande sur les réseaux de transport
10 et de distribution.

11 Dans l'optique de ralentir cet effritement, le Distributeur propose de poursuivre la bonification
12 de l'économie réalisée au tarif DT, amorcée dans le dossier tarifaire précédent, en diminuant
13 les prix d'énergie du tarif DT. Cette proposition découle également du fait que la hausse du
14 seuil de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif D, qui vise à couvrir une partie du chauffage
15 électrique, a pour conséquence de réduire, par ricochet, l'économie réalisée au tarif DT
16 puisqu'elle réduit le coût moyen du chauffage électrique.

17 Au 1^{er} avril 2017, la Régie a approuvé une baisse des prix d'énergie du tarif DT, ce qui a
18 permis d'accroître l'économie réalisée par le client disposant d'un système de chauffage
19 biénergie d'environ 50 \$ par rapport au tarif D.

20 Au 1^{er} avril 2018, le Distributeur propose d'accroître l'économie encore cette année d'un
21 montant équivalent. Pour ce faire, une baisse des prix d'énergie du tarif DT de 2,5 % est
22 proposée. Comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2017-022, le Distributeur
23 propose de récupérer, auprès des autres clients domestiques, le manque à gagner de
24 3,3 M\$ résultant de cette proposition.

3.4.2. Proposition au 1^{er} avril 2018

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

- 27 • gel de la redevance (40,64 ¢ par jour) ;
- 28 • baisse uniforme des prix d'énergie de 2,5 % ;
- 29 • poursuite de la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW de manière à
30 atteindre celle d'hiver en 2 ans ;
- 31 • introduction d'un montant mensuel minimal de 15,18 \$ pour l'alimentation en
32 monophasé et de 18,27 \$ pour l'alimentation en triphasé.

33 Le tableau 2 présente la structure et les prix proposés pour le tarif DT au 1^{er} avril 2018.

3.5. Tarif DN au 1^{er} avril 2018

1 Le tarif DN, qui s'applique depuis le 1^{er} avril 2017, est offert aux clients domestiques des
2 réseaux autonomes situés au nord du 53^e parallèle.

3 Conformément aux décisions antérieures²⁰, le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie applicable au
4 nord du 53^e parallèle est maintenu à 30 kWh par jour. Le prix de la 1^{re} tranche d'énergie du
5 tarif DN est fixé au niveau de celui de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif D. De plus, le prix de la
6 2^e tranche d'énergie continue d'augmenter de 8 % par année en sus de la hausse tarifaire
7 moyenne jusqu'à l'atteinte du coût évité en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle.

8 Il est également proposé de faire évoluer la facturation de la puissance de même que le
9 montant minimal de la facture au même rythme que ceux du tarif DM applicable au sud
10 du 53^e parallèle.

11 Le tableau 2 présente la structure et les prix proposés pour le tarif DN au 1^{er} avril 2018.

4. MODIFICATIONS À L'OFFRE TARIFAIRE

12 Le Distributeur présente aux sections suivantes les principales modifications à son offre
13 tarifaire. L'ensemble des modifications proposées aux Tarifs ainsi que leur justification sont
14 détaillées à la pièce HQD-13, document 4 pour la version française et à la pièce HQD-13,
15 document 5 pour la version anglaise²¹.

4.1. Révision des dispositions relatives à l'option de mesurage net

16 L'option actuelle de mesurage net s'applique aux clients aux tarifs domestiques D, DM et DN
17 et aux clients au tarif G dont la PMA ne dépasse pas 50 kW. Elle consiste à appliquer le tarif
18 régulier à l'électricité consommée par le client et, à la fin de chaque période de
19 consommation, à mettre en banque les kWh injectés sur le réseau, en vue d'une utilisation
20 future. L'électricité injectée correspond, pour une période de consommation, à l'écart positif
21 entre la production et la consommation d'électricité du client. Lorsque, pour une période de
22 consommation, la consommation d'électricité est supérieure à la production d'électricité, les
23 kWh disponibles dans la banque de surplus servent à réduire le nombre de kWh devant être
24 facturés au client.

25 La banque de surplus joue un rôle de réservoir dans lequel le client peut, à la fin de chaque
26 période de consommation, stocker sa surproduction et y retirer, sans aucuns frais, les
27 kilowattheures nécessaires lorsque sa propre consommation surpasse sa production. Au
28 terme de l'exercice, seule la consommation nette en kWh est facturée au client. Ce faisant,
29 l'option actuelle de mesurage net accorde le même prix, soit la même valeur économique,
30 aux kWh injectés sur le réseau du Distributeur qu'aux kWh vendus par le Distributeur.

²⁰ Décision D-2016-033, paragraphes 922 et 983 à 985, et décision D-2017-022, paragraphes 706 à 709.

²¹ 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-13, document 3, à la suite de la décision de la Régie dans le présent dossier.

1 Conséquemment, aucune valeur économique n'est attribuée au service de stockage et
2 d'équilibrage dont bénéficie l'autoproduiteur. Tel qu'il est expliqué à la section 3.1.1, il en
3 résulte un transfert de coûts vers les autres clients.

4 Dans le contexte de l'essor de la production d'électricité distribuée, principalement à partir de
5 l'énergie solaire, le Distributeur propose de revoir le traitement économique des injections
6 sur le réseau, prévu à l'option de mesurage net, de façon à accorder une juste valeur au
7 service de stockage et d'équilibrage, limitant ainsi le transfert de coûts vers le reste de la
8 clientèle. Cette proposition rejoint la piste de solution 17 de la Régie formulée dans son Avis.

9 Envisager une consultation publique sur l'autoproduction afin de revoir les
10 paramètres de l'option de mesurage net et de prendre en compte l'impact net
11 sur l'ensemble des coûts, notamment les coûts fixes du réseau, en respectant
12 le principe de la vérité des coûts.

13 Le dossier tarifaire, qui permet la participation d'intervenants représentant divers intérêts,
14 constitue un forum adéquat pour discuter des paramètres de l'option.

15 Les nouvelles options proposées permettraient d'accorder à l'électricité injectée dans le
16 réseau d'Hydro-Québec une valeur économique reflétant davantage le coût évité en énergie,
17 incluant les pertes, soit 2,92 ¢/kWh en réseau intégré et pour celui de Schefferville
18 (Option II). En réseaux autonomes (Option III), le montant accordé au client est calibré sur le
19 coût évité du combustible, soit 17 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales
20 fonctionnant au mazout lourd, 33 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales
21 fonctionnant au diesel léger et 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au
22 diesel arctique.

23 Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque
24 de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur
25 économique. La facture du client ne pourrait toutefois être inférieure au montant minimal
26 applicable à son tarif, comme c'est le cas pour l'option actuelle.

27 Le Distributeur propose de maintenir l'option de mesurage net actuellement en vigueur
28 (Option I) pour les autoproduiteurs qui en bénéficient au 31 mars 2018, et ce, pour une
29 période de 10 ans.

4.2. Mesures contribuant à la compétitivité des tarifs industriels

30 Le Distributeur propose certaines mesures tarifaires qui rejoignent les pistes de solutions de
31 la Régie formulées dans son Avis. Ces pistes visent essentiellement à accorder plus de
32 souplesse tarifaire à la clientèle industrielle et à favoriser l'implantation d'un plus grand
33 nombre de projets d'expansion d'activités industrielles au Québec. Elles devraient contribuer,
34 d'une part, à l'écoulement des surplus énergétiques et, d'autre part, à l'amélioration de la
35 compétitivité des entreprises industrielles québécoises. De plus, ces mesures constituent
36 certaines réponses aux préoccupations des grands clients industriels formulées par leurs
37 représentants, l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et le

1 Conseil de l'industrie forestière du Québec, dans le cadre des audiences relatives à l'Avis
2 ainsi que dans le cadre d'échanges avec le Distributeur, en marge des travaux de la Régie.

3 Le Distributeur entend poursuivre ses échanges avec cette clientèle afin de mieux
4 comprendre ses besoins et de faire évoluer son offre tarifaire de manière à favoriser la
5 croissance de la consommation industrielle et des revenus d'électricité, et ce, au bénéfice de
6 l'ensemble de la clientèle.

4.2.1. Tarif de développement économique (« TDÉ »)

7 Dans son Avis, la Régie indique « qu'il y aurait lieu de reconsidérer les conditions
8 d'admissibilité du TDÉ en matière de puissance ajoutée, afin de favoriser l'implantation d'un
9 plus grand nombre de projets d'expansion d'activités industrielles²². »

10 À cette fin, le Distributeur propose, dans le cas de l'expansion d'une installation existante,
11 d'abaisser le seuil relatif à la puissance à ajouter de 1 000 kW à 500 kW et, en conséquence,
12 de modifier le critère de la puissance minimale à ajouter à au moins 10 % de la puissance
13 facturée historique plutôt que 20 %.

14 Par ailleurs, le Distributeur apporte certaines modifications aux articles 6.41 à 6.44. Les
15 définitions de « période historique » et de « puissance historique » sont uniformisées avec
16 celles de l'option d'électricité additionnelle et du nouveau tarif de relance industrielle. De
17 plus, le contenu de l'entente entre Hydro-Québec et le client admissible est précisé et la
18 notion de date d'adhésion, dans les cas d'une nouvelle installation et d'une installation
19 existante, est clarifiée.

4.2.2. Introduction d'un tarif de relance industrielle

20 Le Distributeur propose d'offrir un tarif encourageant l'utilisation de capacités de production
21 existantes, mais inutilisées, chez la clientèle industrielle de grande puissance, ainsi que la
22 conversion à l'électricité de procédés industriels. Ces accroissements de charge provenant
23 de la clientèle industrielle généreront des revenus additionnels pour le Distributeur, au
24 bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

25 Pour accroître l'attrait du Québec pour de nouveaux investissements, le Distributeur a
26 introduit en 2015 le TDÉ, offert sur une base ferme, à l'intention de la clientèle œuvrant dans
27 des secteurs d'activité porteurs de développement économique.

28 Le tarif de relance industrielle s'adresse quant à lui aux clients existants au tarif L qui
29 pourraient s'engager à remettre en exploitation des capacités de production inutilisées d'une
30 usine ou à convertir à l'électricité un procédé industriel. Ce tarif, offert sur une base non
31 ferme, serait basé sur le coût évité de l'électricité du Distributeur et sujet à des périodes de
32 restriction en hiver.

33 Le tarif de relance industrielle constituerait une solution à la situation particulière de certaines
34 usines québécoises qui pourraient potentiellement augmenter leur production si elles

²² Avis A-2017-01, paragraphe 153.

1 s'avéraient plus concurrentielles que les autres usines de la même entreprise, implantées
2 ailleurs qu'au Québec, lorsque ces dernières sont favorisées par des prix d'électricité plus
3 faibles. Ce tarif conviendrait également aux entreprises qui souhaitent réduire leur empreinte
4 de carbone.

5 Bien que l'ensemble des dispositions tarifaires soit présenté à la pièce HQD-13, document 4,
6 le domaine d'application et les principales dispositions du tarif proposé sont détaillés dans la
7 section suivante.

Conditions d'admissibilité et tarif

8 Le tarif de relance industrielle s'appliquerait uniquement à l'accroissement de la charge lié à
9 la remise en exploitation de capacités de production inutilisées ou associé au procédé faisant
10 l'objet d'une conversion à l'électricité, au-delà d'une charge de base d'au moins 5 000 kW.

11 Comme pour l'option d'électricité additionnelle, le prix proposé refléterait le coût évité de
12 l'électricité du Distributeur, établi selon la formule décrite à l'article 6.32 des Tarifs. Le prix
13 applicable ne pourrait toutefois être inférieur au prix de l'énergie du tarif L, soit 3,30 ¢/kWh
14 proposé au 1^{er} avril 2018. La charge historique ferait l'objet d'une consommation de
15 référence facturée au tarif L.

16 Puisque les objectifs du tarif de relance industrielle sont comparables à ceux du TDÉ, le
17 Distributeur propose d'appliquer des conditions d'admissibilité similaires à ce dernier :

- 18 • la charge additionnelle devrait être d'au moins 500 kW ;
- 19 • le client devrait attester que l'augmentation du taux d'utilisation des capacités de
20 production de l'usine est directement tributaire du tarif consenti ;
- 21 • l'usine visée devrait présenter un potentiel d'ajout net de nouvelles charges. Ainsi,
22 une augmentation de charge découlant d'un transfert de production entre des
23 entités d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec ne serait
24 pas admissible ;
- 25 • la demande d'adhésion du client devra inclure les renseignements suivants : une
26 description sommaire de la situation de l'usine, une estimation de la charge
27 additionnelle prévue et la date prévue de la mise en service.

28 Les conditions suivantes s'appliqueraient également :

- 29 • le client devrait s'engager pour un minimum de 3 périodes de consommation au
30 cours des 12 périodes mensuelles consécutives suivant l'adhésion au tarif ;
- 31 • le client assumerait tous les coûts additionnels, notamment ceux associés au
32 renforcement du réseau, pour son alimentation au tarif de relance industrielle.

33 Le tarif de relance industrielle s'appliquerait à compter du 1^{er} avril 2018. Le Distributeur
34 pourrait éventuellement revoir la disponibilité du tarif en fonction de l'évolution du contexte
35 économique et énergétique, sous réserve de l'approbation de la Régie.

4.2.3. Extension de l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture

1 Dans son Avis, la Régie indique qu'elle est favorable à un accroissement de la souplesse
2 tarifaire pour les clients industriels afin d'améliorer leur compétitivité. À cet égard, il est
3 proposé d'étendre l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture,
4 prévu à l'article 5.12, aux conflits de travail et aux bris d'équipement dans le poste électrique
5 du client.

6 Actuellement, afin de se prémunir contre un éventuel conflit de travail à leur entreprise ou
7 d'un bris d'équipement dans leur poste électrique, certains clients se privent de la flexibilité
8 que leur procure le mécanisme de la puissance souscrite et préfèrent réserver la possibilité
9 de la diminuer advenant de tels événements. Ce comportement est induit par l'obligation du
10 respect du délai de 12 périodes de consommation complètes à compter de la dernière
11 augmentation ou diminution de la puissance souscrite avant de pouvoir l'abaisser.

12 Les événements visés surviennent en de rares occasions. À titre illustratif, au cours de la
13 période de 2013 à 2016, le Distributeur a recensé six conflits de travail et des bris
14 d'équipement dans le poste électrique chez moins de 2 % des clients industriels. Dans la
15 majorité des cas, les clients ont utilisé le mécanisme de puissance souscrite pour limiter les
16 impacts financiers de ces événements. Toutefois, certains de leurs fournisseurs de biens et
17 services identifient spécifiquement les conflits de travail comme motif permettant un
18 allègement de l'engagement du client. La modification proposée pourrait leur permettre de
19 faire une utilisation adéquate de la puissance souscrite, correspondant à la cyclicité de la
20 production de leur usine, sans encourir d'impacts financiers pour ces situations
21 occasionnelles.

4.3. Admissibilité à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

22 Le Distributeur intègre dans ses propositions la piste de solution de la Régie émise dans son
23 Avis, d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité
24 additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse (« OÉA »), et ce, dès 2018.

25 Selon le Distributeur, cette mesure pourrait permettre à une vingtaine de serres
26 additionnelles de bénéficier de l'option, dans la mesure où elles disposent d'éclairage de
27 photosynthèse. En permettant une réduction de la facture associée à l'éclairage de
28 photosynthèse à plus de producteurs en serre, cette mesure pourrait contribuer au
29 développement de serres de moyenne taille et à la croissance des ventes d'électricité en
30 favorisant, entre autres, la production tout au long de l'année.

31 Par ailleurs, le Distributeur entend poursuivre son suivi annuel des mesures agricoles (voir la
32 section 5.1.2) et fera le constat dans les prochains dossiers tarifaires de l'impact de la baisse
33 du seuil d'admissibilité de l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse sur les ventes
34 d'électricité.

1 Le Distributeur poursuit par ailleurs ses échanges avec l'Union des producteurs agricoles
2 (« UPA ») et les Producteurs en serre du Québec (« PSQ »). Tel que la Régie l'indique dans
3 son Avis, ces échanges devraient permettre d'identifier des technologies facilitantes et des
4 mesures de contrôle garantissant l'effacement à la pointe des serriculteurs. Plus
5 spécifiquement, le Distributeur poursuit ses efforts d'accompagnement des serriculteurs pour
6 optimiser leurs performances électriques et leur permettre de réduire leurs coûts d'opération.
7 Il est à noter que le Distributeur participe également depuis 2016 à des discussions avec
8 l'UPA, les PSQ et d'autres partenaires, notamment le ministère de l'Énergie et des
9 Ressources naturelles et le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du
10 Québec, qui visent à évaluer la situation de la production en serre et les mesures qui
11 pourraient être mises de l'avant pour favoriser la croissance de ce secteur d'activité.

4.4. Abrogation des tarifs à forfait T-1 et T-2

12 Les tarifs à forfait s'appliquent à l'abonnement pour usage général lorsque la consommation
13 d'énergie n'est pas mesurée. Ces tarifs se déclinent en abonnements quotidien (T-1),
14 hebdomadaire (T-2) et mensuel (T-3).

15 Le Distributeur préconise le mesurage des charges raccordées au réseau de distribution afin
16 de facturer la consommation réelle du client au tarif approprié. Toutefois, il est d'usage dans
17 l'industrie de procéder par estimation de la consommation dans certaines situations. Les
18 usages visés par les tarifs à forfait sont habituellement ceux pour lesquels le mesurage n'est
19 pas souhaité pour des raisons :

- 20 • de sécurité, comme les feux de signalisation et les panneaux réclames le long
21 des autoroutes ;
- 22 • d'accessibilité, comme les antennes au sommet des montagnes, les blocs
23 d'alimentation des systèmes de câblodiffusion et les panneaux réclames sur les
24 bâtiments ;
- 25 • d'importance de la charge, comme les abribus et les cabines téléphoniques.

26 Comme il s'agit presque exclusivement d'usages permanents, c'est le tarif T-3 qui est
27 actuellement appliqué.

28 Par ailleurs, l'article 15.8 des *Conditions de service d'électricité* prévoit que l'ensemble des
29 coûts des travaux, incluant le mesurage, est aux frais du client lorsque l'alimentation est
30 temporaire. Ainsi, lors de travaux pour une alimentation temporaire, le mesurage est installé
31 et l'abonnement est alors facturé au tarif général approprié.

32 Afin de refléter la pratique actuelle de favoriser le mesurage dans les cas d'alimentation
33 temporaire, le Distributeur propose d'abroger les tarifs à forfait T-1 et T-2. Dans l'éventualité
34 où le mesurage ne serait pas installé pour un usage temporaire, l'abonnement serait alors
35 admissible au tarif T-3.

36 Dans un souci de simplicité et de compréhension des tarifs, le Distributeur propose
37 également de renommer le tarif T-3 par le tarif F signifiant tarif à forfait. Par ailleurs, les

1 dispositions relatives au tarif à forfait sont modifiées afin de refléter la pratique actuelle,
2 notamment les conditions d'application et l'établissement de la puissance à facturer.

4.5. Autres modifications

3 Outre les changements indiqués aux sections précédentes, le Distributeur apporte des
4 précisions à l'application des tarifs. De plus, certaines modifications sont apportées afin
5 d'harmoniser la formulation et la présentation des dispositions actuelles ou de corriger la
6 terminologie et la syntaxe. Les changements suivants sont également proposés :

- 7 • L'article 2.4 relatif au choix du tarif dans le cas des abonnements domestiques est
8 modifié afin d'en préciser les dispositions puisque les abonnements domestiques ne
9 sont pas visés par l'article 10.1 du fait qu'il s'agit d'abonnements hebdomadaires.
- 10 • L'article 3.2 relatif à la structure du tarif G est modifié afin de préciser que le montant
11 mensuel minimal de la facture est de 12,33 \$ lorsque l'électricité livrée est
12 monophasée. Cette précision permet d'uniformiser le libellé associé aux montants
13 minimaux avec celui des autres tarifs du Distributeur et de simplifier l'établissement
14 de la facture aux options de mesurage net.
- 15 • Le sous-alinéa a) de l'article 3.8 relatif aux dispositions liées à l'élimination de la
16 dégressivité des prix de l'énergie au tarif G est supprimé, dans le but de la compléter.
17 Pour éviter que des clients ne demeurent au tarif G si un tarif de moyenne puissance
18 s'avère plus avantageux, le Distributeur applique la procédure de transfert proactif
19 mise en place au 1^{er} avril 2014²³. Bien que le seuil actuel permette le transfert
20 automatique vers un tarif de moyenne puissance, le fait qu'il soit basé uniquement
21 sur les kWh consommés a pour effet que des clients ayant une faible consommation,
22 qui auraient intérêt à migrer vers le tarif M ou le tarif G-9, se voient privés d'une
23 économie d'au moins 3 % sur leur facture d'électricité par rapport au tarif G. Le
24 Distributeur évalue que près de 500 clients seraient avantagés par la modification
25 proposée.
- 26 • L'article 9.5 relatif à l'établissement de la consommation au service général
27 d'éclairage public est modifié afin de préciser que le client doit fournir à
28 Hydro-Québec tous les renseignements que celle-ci juge nécessaire aux fins de
29 l'établissement de la puissance raccordée et de préciser les dispositions lorsqu'il
30 apporte des modifications à ses circuits d'éclairage public.
- 31 • L'article 10.1 est modifié afin de permettre au titulaire d'un abonnement de courte
32 durée d'opter pour un autre tarif de courte durée auquel il est admissible, au même
33 titre que le titulaire d'un abonnement annuel.

²³ Dossier R-3854-2013, pièce HQD-13, document 2 (B-0049), page 32.

5. SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

5.1. Mesures visant les exploitations agricoles

1 Dans sa décision D-2013-174²⁴, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre
2 le tarif DT aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour
3 l'éclairage de photosynthèse et lui demandait de faire un suivi des adhésions et de leur
4 impact. Ces mesures, qui faisaient partie d'une série d'initiatives du gouvernement du
5 Québec dans le cadre de sa Politique de souveraineté alimentaire dévoilée le 16 mai 2013,
6 visaient à appuyer le développement du secteur serricole en réduisant les coûts
7 énergétiques des producteurs en serre et en améliorant leur compétitivité, tout en contribuant
8 au développement durable.

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

13 Comme indiqué à la section 4.3, le Distributeur poursuit ses échanges avec les serriculteurs
14 afin de favoriser la croissance de leur production et de leur consommation d'électricité et
15 d'optimiser leur performance électrique afin de réduire leurs coûts d'opération.

5.1.1. Tarif DT

16 Deux serriculteurs maraîchers, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise
17 environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit en 2014 au tarif DT.

18 Pour leur 3^e année d'adhésion, le Distributeur constate au total une augmentation de la
19 consommation d'électricité d'environ 45 % par rapport à leur 2^e année d'adhésion, une
20 économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité d'environ 40 % par rapport au tarif D
21 et un prix unitaire de près de 40 % plus avantageux que le prix moyen du mazout de
22 80 ¢/litre pour la saison de chauffage 2016-2017. Ces économies tiennent compte du fait que
23 ces deux abonnements paient une prime de puissance au tarif DT pour leurs appels de
24 puissance en dehors de la période de pointe où ils consomment du mazout. Par ailleurs, la
25 participation de ces 2 clients agricoles au parc biénergie existant n'a pas d'impact sur la
26 rentabilité du tarif DT.

5.1.2. Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

27 Au 1^{er} juillet 2017, 14 abonnements étaient facturés à l'option d'électricité additionnelle pour
28 l'éclairage de photosynthèse. De plus, une serre a récemment adhéré à l'option, pour
29 laquelle les données de consommation ne sont pas encore disponibles. Aux fins du suivi, les
30 données de référence 2016 sont utilisées.

²⁴ Décision D-2013-174, paragraphe 79.

1 Quinze abonnements ont été facturés à l'option en 2016, incluant un abonnement qui n'est
2 désormais plus sujet à l'option. Pour 13 d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Onze de
3 ces abonnements avaient une consommation de base facturée au tarif M alors que
4 pour 4 d'entre eux, elle était facturée au tarif domestique. Les puissances de référence
5 variaient entre 0 et 775 kW²⁵.

6 Pour les 15 abonnements, l'analyse de la croissance des ventes et la comparaison des
7 revenus totaux consistent à comparer les données de 2016 avec celles précédant l'adhésion
8 à l'option, soit l'année 2013 pour 9 d'entre eux et l'année 2014 pour 2 d'entre eux. Pour
9 les 4 autres, aucune consommation antérieure n'est considérée, ceux-ci ayant débuté leur
10 production d'envergure à cette option²⁶.

11 Le Distributeur observe une augmentation globale de la consommation de 45 GWh. Cette
12 croissance est attribuable principalement à 4 serres, dont une qui a quadruplé sa
13 consommation d'électricité. Les revenus globaux de 2016 comparés à ceux avant l'adhésion
14 à l'option montrent une croissance des ventes de l'ordre de 2 M\$. Toutefois, en tenant
15 compte des 4 abonnements qui avaient une consommation historique importante et qui ont
16 par la suite cessé leurs opérations entièrement, l'augmentation globale de la consommation
17 et le manque à gagner attribuables à l'option sont de l'ordre de 7,8 GWh et 0,9 M\$
18 respectivement.

19 Durant l'hiver 2016-2017, il n'y a eu qu'une seule période de restriction qui a totalisé
20 5 heures. Seule une consommation négligeable a été enregistrée pendant cette période.

5.2. Tarif de développement économique

21 Dans sa décision D-2016-033²⁷, la Régie demandait au Distributeur de poursuivre le suivi du
22 TDÉ. À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec 15 clients. Six de ces clients,
23 principalement des centres de données, bénéficient actuellement du TDÉ.

24 Le tableau 14 présente la simulation de la neutralité du TDÉ. Outre le coût à la marge qui est
25 basé sur le signal des coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier²⁸, les
26 hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont
27 reconduites²⁹.

²⁵ 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.

²⁶ Il ne s'agit toutefois pas de nouvelles superficies de culture puisqu'elles sont des reprises d'installations laissées vacantes qui étaient facturées à l'option d'électricité additionnelle auparavant.

²⁷ Décision D-2016-033, paragraphe 926.

²⁸ Pièce HQD-4, document 4.

²⁹ Dossier R-3905-2014, pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107), réponse à la question 6.1, pages 11 et 12.

TABLEAU 14 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDE (¢/kWh)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patri-monial	Achats	Puis.	Four-niture	Trans-port	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,0	0,01	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,04	0,2	3,4	0,2	3,6	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2022	TDE	3,2	0,09	0,3	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2023	TDE	3,2	0,12	0,3	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,14	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,1
2025	TDE + transition	3,4	0,17	1,47	5,0	0,2	5,2	(0,5)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,4	0,21	1,50	5,1	0,2	5,3	(0,4)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 2015-2026 5,053%		3,1	0,1	0,5	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-18,0%	5,0

- 1 L'analyse de rentabilité montre que le coût à la marge du Distributeur est inférieur au TDE
- 2 pour un client au tarif L, la disponibilité de l'électricité patrimoniale contribuant au maintien de
- 3 la rentabilité du tarif.

5.3. Recharge de véhicules électriques

5.3.1. Suivi du tarif expérimental BR

4 Dans sa décision D-2017-022³⁰, la Régie demandait au Distributeur de déposer, dans le
 5 cadre du dossier tarifaire annuel, un bilan du déploiement du tarif BR s'appliquant aux
 6 abonnements visant l'alimentation de bornes de recharge de véhicules électriques de 400 V
 7 ou plus. Le suivi doit présenter le nombre d'abonnements, le nombre de bornes par type de
 8 recharge et les statistiques de consommation, incluant les appels de puissance, le FU, les
 9 habitudes de recharge et l'impact sur la pointe coïncidente.

10 Le tableau 15 présente les statistiques de consommation, pour les mois d'avril et mai 2017,
 11 soit depuis la mise en place du tarif BR, portant sur 61 abonnements à ce tarif au
 12 31 mai 2017. Au cours de ces deux mois, près de 10 000 recharges ont été effectuées.
 13 Chacun de ces abonnements n'alimente, pour l'instant, qu'une seule borne de recharge
 14 rapide (400 V ou plus).

³⁰ Décision D-2017-022, paragraphe 737.

**TABLEAU 15 :
STATISTIQUES DE CONSOMMATION - TARIF BR**

	Moyenne
PMA (kW)	46
Consommation mensuelle (kWh)	1 200
Facteur d'utilisation mensuel	3 %
Nombre de recharges par mois par borne *	76
kWh / recharge *	10
Durée par recharge (minutes) *	21

* Les statistiques de recharge sont tirées des données d'utilisation des bornes de recharge que le Distributeur a obtenues, à ce jour, en vertu de l'article 4.56 des Tarifs.

1 Les données obtenues montrent que l'usage des bornes varie significativement, certaines
 2 bornes étant très sollicitées alors que d'autres le sont peu. Par ailleurs, le court historique du
 3 tarif BR ne permet pas d'établir leur impact sur la pointe coïncidente.

5.3.2. *État des travaux permettant l'analyse des habitudes de recharge à domicile*

4 Dans sa décision D-2017-022³¹, la Régie demande également au Distributeur d'entreprendre
 5 des sondages auprès des propriétaires de véhicules électriques afin de documenter leurs
 6 habitudes de consommation et l'usage des bornes de recharge. Plus particulièrement, elle lui
 7 demande de documenter l'impact de la recharge sur la pointe coïncidente.

8 Aux fins de cet exercice, le Distributeur utilisera l'information recueillie dans le cadre du
 9 programme *Charge the North*, une initiative de FleetCarma³² financée par Ressources
 10 naturelles Canada. Ce programme vise à recueillir les données de recharge et d'utilisation de
 11 véhicules électriques afin de documenter leur déploiement sur les territoires desservis par
 12 des distributeurs d'électricité au Canada. Les données recueillies par l'entremise d'un
 13 système de diagnostic embarqué, soit un dispositif installé à même la voiture, seront
 14 acheminées directement à FleetCarma.

15 La collecte de données se terminera le 31 mars 2019. À ce jour, plus de 300 participants au
 16 programme proviennent du Québec.

17 Le Distributeur évaluera également la possibilité d'utiliser le même type de dispositif pour
 18 recueillir des données sur les habitudes de consommation d'un échantillon représentatif de
 19 ses clients propriétaires de véhicules électriques, dont des données relatives à la recharge à
 20 une fréquence horaire ou moindre.

³¹ Décision D-2017-022, paragraphe 735.

³² FleetCarma est une entreprise éco-innovante dans le domaine de l'information et des technologies de l'information, offrant des produits et services pour les véhicules électriques rechargeables afin de favoriser leur déploiement.

5.4. Option d'électricité interruptible

1 Dans sa décision D-2014-156³³, la Régie demandait au Distributeur de produire, pour le
 2 dossier tarifaire 2018-2019, un bilan du recours à l'électricité interruptible. Elle demandait
 3 également de justifier le maintien des crédits et des modalités applicables aux options
 4 d'électricité interruptible offertes aux clients de grande et de moyenne puissance. Les
 5 informations ayant servi à tracer ce bilan sont tirées des suivis de l'utilisation de ces options
 6 présentés dans les rapports annuels du Distributeur à la Régie. Le tableau 16 présente le
 7 bilan du recours à l'option d'électricité interruptible pour la grande puissance depuis
 8 l'hiver 2006-2007.

TABLEAU 16 :
BILAN DU RECOURS À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
DE GRANDE PUISSANCE

Hiver	Nombre d'heures d'interruption	Nombre de clients	MW effectifs
2006-2007	68	22	739
2007-2008	22	20	672
2008-2009	29	22	675
2009-2010	4	22	878
2010-2011	10	18	571
2011-2012	4	21	702
2012-2013	35	27	969
2013-2014	57	17	698
2014-2015	43	26	1 032
2015-2016	5	26	1 114
2016-2017	4	25	965

9 Le Distributeur constate une puissance effective moyenne annuelle d'un peu plus
 10 de 800 MW sur la période et une moyenne de 26 heures d'interruption par hiver. En
 11 moyenne, 22 clients ont adhéré à l'option de grande puissance. La hausse des mégawatts
 12 effectifs, en 2014, reflète l'ajustement des crédits visant à accroître la valeur de l'option pour
 13 la clientèle visée et freiner la baisse des quantités de puissance interruptible offertes. Elle
 14 reflète également l'introduction, à la même année, d'une deuxième option d'électricité
 15 interruptible (Option II) qui visait les clients ne disposant pas de la flexibilité nécessaire pour
 16 répondre à des interruptions successives, avec comme objectif de récupérer certains clients
 17 ou d'acquérir de nouveaux clients ne pouvant respecter les exigences de l'option I. Le

³³ Décision D-2014-156, paragraphe 106, dossier R-3891-2014, *Demande relative aux options d'électricité interruptible*.

- 1 Distributeur a versé, en moyenne, près de 10 M\$ par année en crédits fixes et variables aux
 2 clients participants.
- 3 Le tableau 17 présente le bilan du recours à l'option d'électricité interruptible pour les clients
 4 de moyenne puissance.

TABLEAU 17 :
BILAN DU RECOURS À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
DE MOYENNE PUISSANCE

Hiver	Nombre d'heures d'interruption	Nombre de clients	MW effectifs
2007-2008	0	1	1
2013-2014	28	2	3
2014-2015	33	4	3
2015-2016	5	5	4

*Aucun participant n'a adhéré à l'option pour les autres hivers.

- 5 Peu de clients de moyenne puissance ont adhéré à l'option depuis son introduction en 2006.
 6 Les mégawatts effectifs ont atteint un maximum de 4 MW en 2015-2016. Le nombre
 7 d'heures d'interruption a varié selon les années et a atteint 33 heures à l'hiver 2014-2015. Le
 8 Distributeur a versé en moyenne 32 k\$ par année en crédits fixes et variables aux clients
 9 participants.
- 10 Compte tenu de la contribution satisfaisante des participants, le Distributeur estime que les
 11 crédits et des modalités applicables aux options d'électricité interruptible sont adéquats et
 12 suffisants.

5.5. Bilan des réformes aux tarifs généraux et industriel

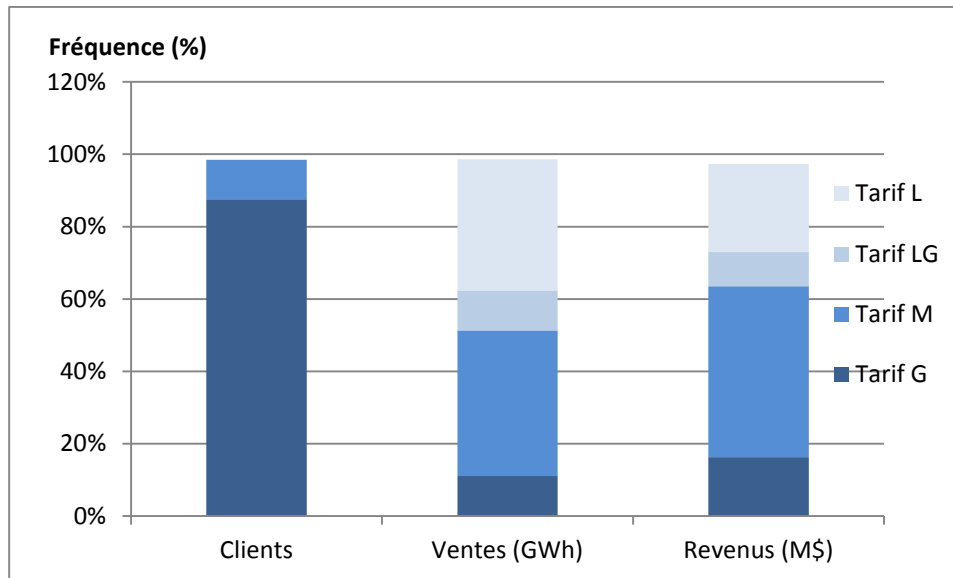
- 13 Dans sa décision D-2014-037, la Régie était d'avis que l'évolution du contexte économique
 14 et énergétique offrait une occasion d'échanger de manière plus ciblée sur la stratégie
 15 tarifaire du Distributeur pour tracer un bilan des réformes engagées et d'en revoir certains
 16 éléments, le cas échéant. Cela a mené à la révision de la stratégie relative aux tarifs
 17 domestiques. Afin d'établir les bases sur lesquelles pourrait porter la stratégie tarifaire des
 18 prochaines années aux tarifs généraux et industriel, le Distributeur présente un bilan des
 19 réformes engagées.

- 20 Dans le présent dossier, le Distributeur propose de reconduire l'ensemble des éléments de la
 21 stratégie aux tarifs généraux et industriel appliquée au cours des dernières années à
 22 l'exception de la hausse relative des composantes énergie et puissance. Dans un souci de
 23 mieux refléter le contexte énergétique, en particulier le faible coût variable de l'énergie, et de
 24 favoriser les ventes, une hausse uniforme de ces composantes aux tarifs M, LG et L est
 25 proposée plutôt qu'une hausse davantage en énergie qu'en puissance.

5.5.1. Description de la clientèle des tarifs généraux et industriel

- 1 La figure 19 présente la répartition du nombre d'abonnements, des ventes d'électricité et des
- 2 revenus par catégories de consommateurs sur la base des données de référence 2016.

**FIGURE 19 :
RÉPARTITION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS, DES VENTES ET DES REVENUS
PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS**



3 Le tarif G est constitué de près de 242 000 abonnements au 31 décembre 2016 pour des
 4 ventes annuelles de l'ordre de 8,7 TWh et des revenus des ventes d'électricité de près
 5 de 900 M\$, soit 16 % des ventes du Distributeur. Le tarif G s'adresse à une clientèle
 6 commerciale (89 %), institutionnelle (8 %) et industrielle (3 %). Les clients résidentiels et
 7 agricoles représentent une part très marginale du tarif G.

8 Le tarif M comprend près de 30 000 abonnements qui consomment environ 31 TWh. Cette
 9 clientèle œuvre dans tous les secteurs d'activité du Québec. Les revenus des ventes
 10 d'électricité provenant du tarif M, d'environ 2,6 G\$, correspondent à 47 % des revenus totaux
 11 des tarifs généraux et industriel. Sur la totalité des abonnements au tarif M, il y a près de
 12 4 000 clients industriels dont les ventes annuelles sont de l'ordre de 8 TWh. Ces clients sont
 13 présents dans les industries des aliments, boissons et tabac, l'ensemble des secteurs
 14 manufacturiers ainsi que les industries métallique primaire, des produits métalliques et des
 15 produits minéraux.

16 De plus, à la moyenne puissance s'ajoute le tarif G-9 qui compte environ 4 000 abonnements
 17 à faible FU générant des ventes d'électricité de près de 1 TWh. Les revenus provenant du
 18 tarif G-9 représentent 3 % du total des revenus des ventes des tarifs généraux et industriel.

19 Le tarif LG est constitué de près de 100 clients, dont 10 redistributeurs d'électricité, œuvrant
 20 principalement dans le secteur commercial et institutionnel. La consommation totale est

1 d'environ 8,6 TWh pour des revenus des ventes d'électricité d'environ 520 M\$, soit 10 % des
2 ventes des tarifs généraux et industriel.

3 Les grands clients industriels sont facturés au tarif L. Il y a environ 140 clients à ce tarif pour
4 des ventes annuelles de près de 28 TWh et des revenus des ventes d'électricité d'environ
5 1,3 G\$. Ainsi, les revenus des ventes au tarif L génèrent près de 24 % des revenus totaux
6 des ventes des tarifs généraux et industriel. Les clients au tarif L œuvrent dans divers
7 secteurs dont les plus importants en termes de ventes sont ceux des pâtes et papiers, de
8 l'industrie chimique et des métaux et minéraux.

5.5.2. *Retour sur les objectifs des réformes tarifaires*

9 Les tarifs du Distributeur ont connu un gel de 1998 à 2004. Depuis le gel tarifaire, trois dates
10 jalonnent la réforme des tarifs généraux et industriel soit 2004, 2007 et 2014. À partir de
11 2004, les modifications tarifaires apportées visaient à assurer un meilleur reflet de la
12 structure de coûts ainsi qu'à améliorer le signal de prix. En 2007, une réforme des structures
13 des tarifs a été entamée de façon à les simplifier et à poursuivre l'amélioration du signal de
14 prix. En 2014, les modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* portant sur l'indexation du
15 coût de l'électricité patrimoniale sont venues modifier le cadre dans lequel les tarifs évoluent.

16 Les modifications tarifaires effectuées ont été encadrées par trois grands principes : le reflet
17 des coûts, la continuité entre les tarifs et l'amélioration du signal de prix.

18 Pour ce qui est du reflet des coûts, l'analyse de la structure des coûts de puissance et
19 d'énergie, basée sur la comparaison des ratios puissance et énergie aux ratios de coûts fixes
20 et variables des tarifs, a démontré une bonne adéquation, ne justifiant pas de changement
21 de structure³⁴.

22 Concernant la continuité entre les tarifs, le Distributeur évaluait que dans un contexte où les
23 tarifs incluent une part importante d'interfinancement et que les niveaux d'interfinancement
24 varient selon les catégories tarifaires, un maintien de la continuité tarifaire était nécessaire
25 afin d'assurer une cohérence et une transition harmonieuse entre les tarifs. C'est sur cette
26 base que la 2^e tranche d'énergie du tarif G a évolué en fonction de la 1^{re} tranche d'énergie du
27 tarif M et que la 2^e tranche d'énergie du tarif M a évolué en fonction de celle du tarif L.

28 Sur la base du principe d'amélioration du signal de prix, le Distributeur a entrepris des
29 modifications aux structures tarifaires en appliquant des hausses différenciées en énergie et
30 en puissance. Les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux faisaient en sorte que la part
31 des coûts de fourniture était appelée à augmenter relativement à celle du transport et de la
32 distribution. Ainsi, une augmentation plus importante des prix de l'énergie que de la prime de
33 puissance des tarifs permettait d'améliorer le signal de prix basé sur les coûts évités de long
34 terme, favorisant par le fait même l'efficacité énergétique, tout en maintenant un signal de
35 l'importance accordée à la gestion des appels de puissance et à la récupération des coûts
36 fixes. Par ailleurs, bien que les tarifs du Distributeur reflètent la structure de coûts, la part de

³⁴ Dossier R-3541-2004, pièce HQD-1, document 3, section 5.1.

1 la composante puissance dans la facture totale est généralement plus importante qu'ailleurs
2 en Amérique du Nord³⁵.

3 Les orientations retenues à partir de 2004 afin d'améliorer le signal de prix se déclinent de la
4 façon suivante :

- 5 • augmentation plus importante des prix de l'énergie par rapport à la prime de
6 puissance pour l'ensemble des tarifs généraux à l'exception du tarif G ;
- 7 • gel des composantes fixes (redevance et montant mensuel minimal) ;
- 8 • hausse du seuil de facturation de la puissance au tarif G de 40 kW à 50 kW. Cette
9 mesure, mise de l'avant en 1996 mais suspendue pendant la période de gel des
10 tarifs, permettait de simplifier la structure du tarif afin d'offrir un signal de prix clair
11 aux plus petits consommateurs.

12 En 2007, le Distributeur a réitéré l'importance de refléter la hausse des coûts de l'électricité
13 postpatrimoniale dans les structures tarifaires et a poursuivi l'amélioration du signal de prix. Il
14 a également introduit certaines modifications afin de simplifier les tarifs, notamment au
15 chapitre de la facturation de la puissance. Les mesures mises en place sont les suivantes :

- 16 • poursuite de l'orientation de 2004 consistant à hausser plus rapidement la
17 composante énergie que la composante puissance ;
- 18 • élimination de la dégressivité des prix d'énergie aux tarifs G et M afin d'améliorer
19 le signal de prix, et ce, malgré l'impact sur la continuité tarifaire ;
- 20 • réservation du tarif G aux clients facturés en énergie seulement ou
21 occasionnellement en puissance et maintien de la prime de puissance afin
22 d'assurer la transition vers les tarifs de moyenne puissance ;
- 23 • diminution du seuil d'admissibilité du tarif M de 100 kW à 50 kW et introduction
24 d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM ;
- 25 • harmonisation des modalités de facturation de la puissance des tarifs G, M et G-9
26 afin de simplifier la facturation de la puissance et faciliter le passage d'un tarif à
27 l'autre.

28 Les modifications à la LRÉ³⁶ portant sur l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour
29 l'ensemble des catégories de consommateurs, avec une exemption pour le tarif L, sont
30 venues modifier le cadre dans lequel les tarifs évoluent. Les changements suivants sont
31 apportés à la stratégie tarifaire en 2014 à la suite de ce changement législatif et pour tenir
32 compte du contexte économique et énergétique :

- 33 • réservation du tarif L aux clients industriels de grande puissance ;
- 34 • création du tarif LG pour les clients commerciaux et institutionnels de grande
35 puissance ainsi que pour les réseaux municipaux ;

³⁵ Dossier R-3541-2004, pièce HQD-1, document 3, section 5.1.

³⁶ La LRÉ a été modifiée par la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*, adoptée le 14 juin 2013.

- 1 • introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG ;
- 2 • cessation de l'élimination de la dégressivité des prix d'énergie au tarif M et
- 3 poursuite de celle au tarif G ;
- 4 • hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne des
- 5 primes de puissance des tarifs généraux et industriel.

6 Au-delà du respect des principes tarifaires privilégiés par le Distributeur et la Régie,
7 l'évolution des tarifs, tout comme les réformes tarifaires, doivent s'inscrire dans un contexte
8 énergétique et économique en évolution.

9 Sur la période des réformes, l'activité industrielle et la production manufacturière ont été
10 marquées par la récession de 2009 et une faible reprise a été observée depuis. Outre
11 l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, les principaux changements observés sur le
12 plan énergétique sont l'évolution des coûts évités et de la position concurrentielle de
13 l'électricité face au gaz naturel qui s'est détériorée en raison de son faible prix de
14 fourniture³⁷.

5.5.3. Bilan du tarif G

15 Au tarif G, les orientations et les modifications apportées ont permis d'améliorer le signal de
16 prix et d'offrir un signal clair, notamment en simplifiant la structure tarifaire touchant la
17 majorité des clients. Le tableau 18 présente son évolution depuis 2007.

TABLEAU 18 :
SOMMAIRE DE L'ÉVOLUTION DU TARIF G
2007 ET 2017

	2007	2017
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie	15 090 kWh/mois*	15 090 kWh/mois
Ratio 2 ^e /1 ^{re} tranche d'énergie	51 %	70 %
Seuil de facturation de la puissance	40 kW	50 kW
Prime de puissance	15,18 \$/kW	17,43 \$/kW
Clients facturés en 2 ^e tranche (% des revenus)	11 % (44 %)	5 % (20 %)
Clients facturés en puissance (% des revenus)	10 % (42 %)	5 % (16 %)

* Seuil de la 1^{re} tranche d'énergie en 2004 : 11 700 kWh/mois.

18 La volonté du Distributeur de limiter les impacts pour les abonnements caractérisés par des
19 FU élevés et un appel de puissance autour de 50 kW a incité le Distributeur à adopter un
20 rythme graduel pour effectuer ses modifications. Sur la période 2009-2017, ponctuée de

³⁷ Dossier R-3854-2013, pièce HQD-13, document 2.

1 faibles hausses tarifaires, le prix de la 2^e tranche d'énergie a crû de 54 % alors que celui de
2 la 1^{re} tranche a crû au même rythme que la hausse moyenne, soit de l'ordre de 12 %, ce qui
3 porte l'écart entre les prix des deux tranches d'énergie à 70 % et en réduit la dégressivité. La
4 hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie combinée à l'augmentation du prix de la
5 2^e tranche d'énergie et de la prime de puissance ont permis de réduire de moitié la part des
6 clients facturés en 2^e tranche d'énergie et en puissance de même que les revenus associés.
7 Son orientation demeurant valable, le Distributeur poursuit l'élimination de la dégressivité des
8 prix de l'énergie qui devrait être atteinte dans 5 ans.

9 Par ailleurs, le gel de la redevance et du montant mensuel minimal ont permis d'accentuer le
10 signal de prix sur les composantes variables du tarif.

5.5.4. Bilan du tarif M

11 Au tarif M, le remplacement du mécanisme de puissance souscrite par un mécanisme
12 automatique de fixation de la PFM a permis d'obtenir les résultats anticipés au chapitre de
13 l'efficacité et de la simplification pour la clientèle. Comme prévu, ce mécanisme est mieux
14 adapté pour une application à un grand nombre de clients, car il nécessite moins
15 d'interventions en lien avec le système de facturation et les services à la clientèle. Le
16 mécanisme automatique est également mieux adapté aux clients qui ont une faible
17 connaissance du tarif applicable à leur abonnement.

18 Dans certains cas, ce mécanisme automatique a pu procurer aux clients un gain par rapport
19 à une puissance souscrite non optimisée. De plus, il a permis de corriger l'iniquité liée à la
20 trop grande flexibilité du mécanisme de puissance souscrite qui permettait à certains clients
21 saisonniers de se soustraire à leur obligation de puissance un été sur deux, faisant en sorte
22 qu'ils ne contribuaient pas à la récupération des coûts de puissance au même titre que les
23 autres clients.

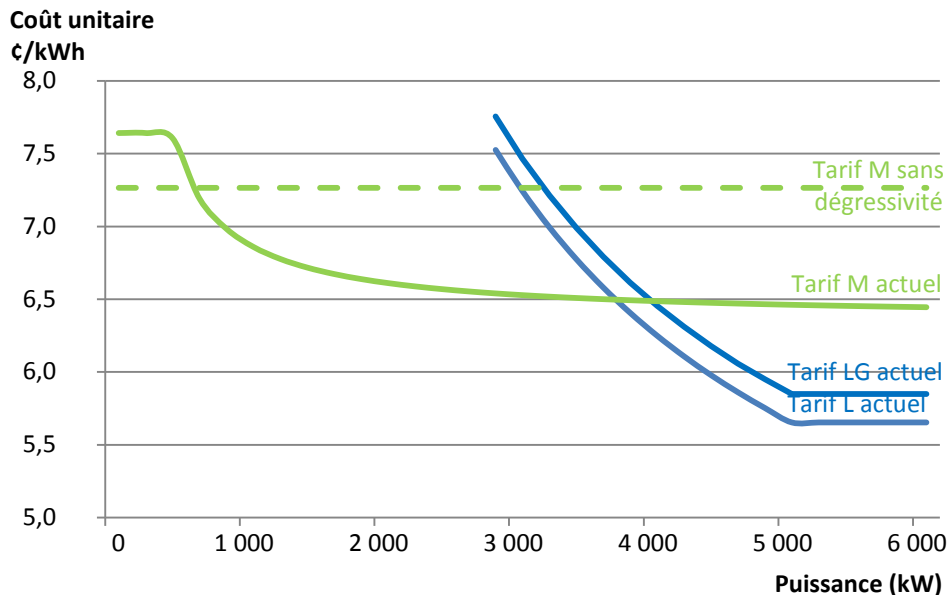
24 Afin d'améliorer le signal de prix en lien avec l'évolution des coûts évités, les hausses ont
25 porté davantage sur les prix de l'énergie que sur la prime de puissance et des hausses plus
26 importantes ont été appliquées à la 2^e tranche d'énergie en vue d'éliminer la dégressivité des
27 prix de l'énergie.

28 Toutefois, alors que les clients industriels de grande puissance bénéficiaient en 2014 d'un
29 allègement avec l'exemption pour le tarif L de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale,
30 les clients industriels de moyenne puissance, qui constituent plus de 30 % des clients
31 facturés en 2^e tranche d'énergie du tarif M, subissaient les impacts de l'indexation du prix de
32 l'électricité patrimoniale et de la hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie.
33 L'augmentation plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie combinée aux hausses
34 moindres du tarif L ont détérioré le seuil de passage effectif entre le tarif M et le tarif L. C'est
35 pourquoi le Distributeur a décidé de ne plus appliquer cette mesure avec l'approbation de la
36 Régie.

37 La figure 20 illustre l'impact de l'élimination de la dégressivité des prix du tarif M sur le seuil
38 de transfert entre les tarifs en vigueur. Le passage plus hâtif aux tarifs de grande puissance

- 1 implique, pour davantage de clients pour lesquels la PFM de 5 000 kW est au-delà de leur
- 2 PMA, une absence de signal de prix en puissance et, par le fait même, l'absence d'un
- 3 incitatif à gérer leur puissance.

FIGURE 20 :
ILLUSTRATION DE LA DÉTÉRIORATION DU SEUIL DE TRANSFERT ENTRE LE TARIF M
ET LES TARIFS DE GRANDE PUISSANCE



- 4 Le tableau 19 présente l'évolution de la structure du tarif M depuis 2004. Les prix des
- 5 deux tranches d'énergie ont évolué au même rythme jusqu'en 2008. Par la suite, avec
- 6 l'objectif d'éliminer la dégressivité, le ratio du prix de la 2^e tranche d'énergie sur celui de la
- 7 1^{re} tranche a augmenté de 10 %, passant de 65 % à 75 %. Depuis 2014, l'application de
- 8 hausses uniformes des prix de l'énergie permet de maintenir ce ratio. La croissance des
- 9 composantes du tarif M sur la période 2004 à 2017 se décline de la façon suivante : 17 %
- 10 pour la prime de puissance, 30 % pour le prix de la 1^{re} tranche d'énergie et 48 % pour celui
- 11 de la 2^e tranche d'énergie.

TABLEAU 19 :
ÉVOLUTION DU TARIF M

		Janv. 2004	Avril 2004	Avril 2005	Avril 2006	Avril 2007	Avril 2008	Avril 2009	Avril 2010	Avril 2011	Avril 2012	Avril 2013	Avril 2014	Avril 2015	Avril 2016	Avril 2017
PUISSANCE																
Prime de puissance	\$/kW	12,33	12,48	12,60	13,08	13,23	13,44	13,44	13,44	13,44	13,44	13,71	14,07	14,37	14,37	14,43
ÉNERGIE																
210 000 premiers kWh	¢/kWh	3,83	3,89	3,94	4,20	4,31	4,48	4,51	4,51	4,46	4,41	4,49	4,71	4,87	4,93	4,97
Le reste de l'énergie	¢/kWh	2,49	2,53	2,56	2,74	2,81	2,93	3,12	3,19	3,19	3,19	3,36	3,52	3,63	3,66	3,69
Ratio 2 ^e tranche/1 ^{re} tranche		65%	65%	65%	65%	65%	65%	69%	71%	72%	72%	75%	75%	75%	74%	74%
Prime de dépassement (hiver)	\$/kW	13,17	13,35	13,50	14,01	14,16	14,37	14,37	14,37	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.

1 Au-delà des orientations sur les hausses des composantes tarifaires, le Distributeur a
2 amorcé un rééquilibrage des tarifs généraux en faveur du tarif M afin de rapprocher son
3 évolution de celle du tarif L, d'améliorer l'avantage comparatif pour la clientèle de moyenne
4 puissance et d'alléger la pression tarifaire sur les PME.

5 Le rééquilibrage des tarifs généraux consiste à appliquer une hausse moindre au tarif M
6 compensée par des hausses plus élevées aux tarifs G et LG, sans toutefois être inférieure à
7 la hausse du tarif L. Tel qu'il est illustré au tableau 20, ces tarifs n'ont connu une hausse
8 supérieure à la hausse moyenne qu'en 2014. Par la suite, afin de limiter l'impact sur les
9 réseaux municipaux, sujets aux mesures transitoires découlant de l'introduction au tarif LG
10 du mécanisme automatique de fixation de la PFM, le rééquilibrage s'est limité aux revenus
11 additionnels associés à l'introduction de ce mécanisme.

12 À ce jour, le rééquilibrage a permis d'augmenter le tarif M de 0,8 % de moins que la hausse
13 tarifaire moyenne sur les quatre années d'application, alors que les tarifs G et LG ont
14 augmenté respectivement de 0,6 % et de 1,0 % de plus que la hausse moyenne.

TABLEAU 20 :
ÉVOLUTION DU RÉÉQUILIBRAGE DES TARIFS GÉNÉRAUX EN FAVEUR DU TARIF M

Hausse	2014	2015	2016	2017	Cumul 2014-2017
Tarifs généraux					
Moyenne	4,3%	2,9%	0,7%	0,7%	8,8%
Tarif G	4,8%	2,9%	0,7%	0,7%	9,4%
Tarif M	3,8%	2,7%	0,6%	0,6%	8,0%
Tarif LG	5,3%	2,9%	0,7%	0,7%	9,8%
<i>Tarif L</i>	<i>3,5%</i>	<i>2,5%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,2%</i>	<i>6,2%</i>

5.5.5. Bilan des tarifs de grande puissance

15 À l'instar des tarifs généraux, la stratégie tarifaire appliquée au tarif L, qui visait à refléter
16 l'évolution des coûts évités, a consisté à augmenter davantage le prix de l'énergie que la
17 prime de puissance. Depuis 1998, le prix de l'énergie a crû de 35 % alors que la prime de
18 puissance a augmenté de 18 %, soit près de la moitié moins.

19 Jusqu'en 2014, le tarif L s'appliquait à l'ensemble des clients de grande puissance, sans
20 distinction quant à leur type d'activité. L'exemption des grands clients industriels de
21 l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale a nécessité la scission du tarif L pour ne le
22 réserver qu'aux grands clients industriels. Ainsi, le tarif LG s'applique depuis le 1^{er} avril 2014
23 aux clients de grande puissance dont l'abonnement n'est pas lié principalement à une
24 activité industrielle, soit les clients commerciaux et institutionnels de grande puissance ainsi
25 que les réseaux municipaux.

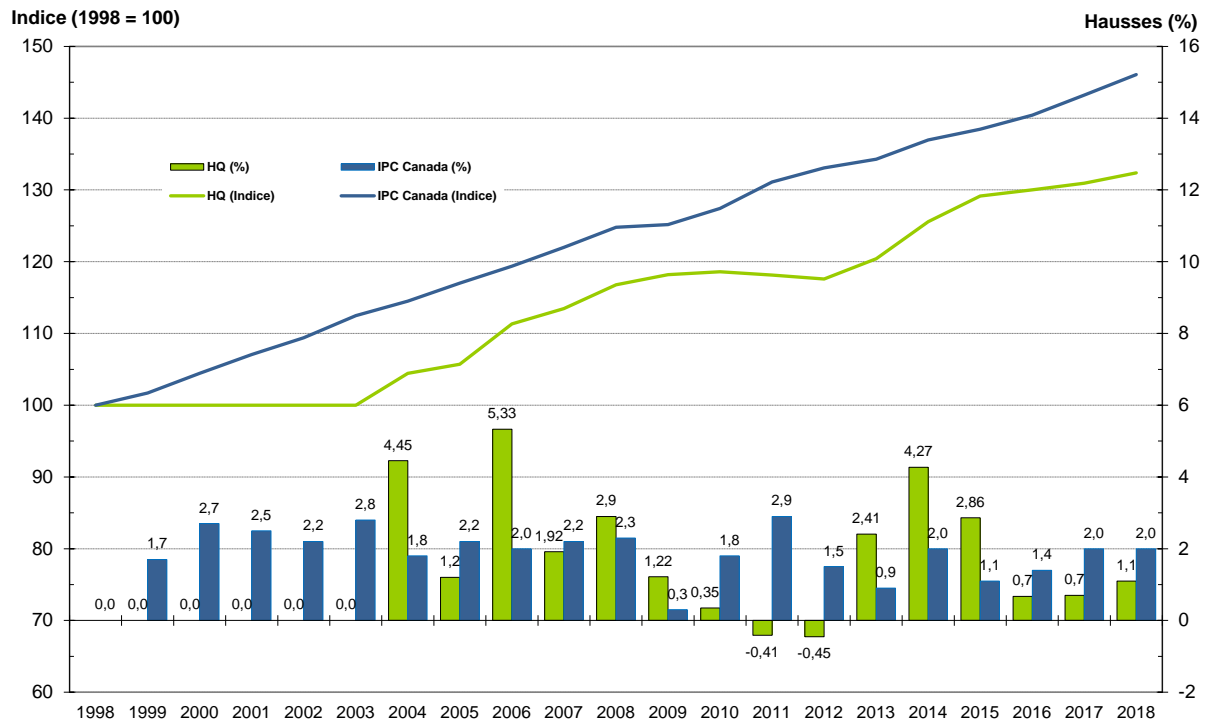
26 La structure du tarif LG, constituée d'un prix en énergie et d'une prime de puissance,
27 s'apparente à celle du tarif L. Toutefois, la PFM est fixée en fonction de l'appel de puissance
28 maximal de l'hiver précédent par un mécanisme automatique. L'application d'un mécanisme

1 automatique d'établissement de la PFM est bien adaptée à la clientèle commerciale et
2 institutionnelle, ne nécessitant pas d'intervention de la part des clients. De plus, le
3 mécanisme automatique a permis de corriger un problème d'iniquité lié à la possibilité pour
4 les clients saisonniers de se soustraire à leur obligation liée à la puissance souscrite. En
5 outre, l'application d'un seul et même mécanisme pour l'ensemble des tarifs généraux
6 simplifie le transfert entre les tarifs. Les mesures transitoires, introduites afin d'alléger
7 l'impact de ce changement pour les clients ayant un profil saisonnier, prendront fin le
8 31 mars 2019.

9 Depuis son introduction, la stratégie tarifaire appliquée au tarif LG s'apparente à celle
10 appliquée au tarif M, soit des hausses plus importantes du prix de l'énergie que de la prime
11 de puissance, ce que le Distributeur propose de modifier à compter du 1^{er} avril 2018.

ANNEXE A

FIGURE A-1 :
ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION 1998-2018³⁸



³⁸ Depuis 2015, hausse moyenne pour tous les tarifs à l'exception du tarif L.

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

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
Hausses tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2016	0,7 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
	1 ^{er} avril 2017	0,7 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
BC Hydro (BC)	1 ^{er} avril 2016	4,0 %	
	1 ^{er} avril 2017	3,5%	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 ^{er} juillet 2016	1,66 %	
	1 ^{er} avril 2017	2,05 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 ^{er} avril 2016	-10,8 % ⁽¹⁾	Baisse de la composante fourniture
	1 ^{er} avril 2017	0,52 % ⁽¹⁾	
EPCOR Energy (AB)	1 ^{er} avril 2016	-10,2 % ⁽¹⁾	Baisse de la composante fourniture
	1 ^{er} avril 2017	-0,28 % ⁽¹⁾	
Hydro Ottawa (ON)	1 ^{er} janvier 2016	-3,4 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2016	0,2 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2017	-9,4 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} juillet 2017	-11,8 % ⁽¹⁾	
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} août 2016	3,36 %	
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} mars 2016	2,3 %	
	1 ^{er} mars 2017	2,3 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 ^{er} juillet 2016	-9,5 %	
	1 ^{er} juillet 2016	8,1 % à 11,9 %	
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} juillet 2016	-7,93 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} janvier 2016	-2,2 % à 0 %	
	1 ^{er} janvier 2017	0,9% à 3,7 %	
SaskPower (SK)	1 ^{er} juillet 2016	5,0 %	
	1 ^{er} janvier 2017	3,5 %	
Toronto Hydro (ON)	1 ^{er} janvier 2016	18,9 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2016	6,9 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} janvier 2017	-2,5 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2017	-8,8 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} juillet 2017	-11,0 % ⁽¹⁾	
Hausses tarifaires demandées/prévues			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2018	1,1 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	2018 à 2021	2,0 %	
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} mars 2018	2,3 %	
	1 ^{er} mars 2019	2,3 %	
Nova Scotia Power (NS)	2018 à 2019	1,3 %	
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} août 2017	7,9 %	
	1 ^{er} avril 2018	7,9 %	

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
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2017)								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 ^{re} tranche	\$	36,38	43,65	57,62	57,62	57,62	57,62	57,62
2 ^e tranche	\$	-	-	0,89	90,09	179,29	268,49	357,69
Total	\$	48,57	55,84	70,70	159,90	249,10	338,30	427,50
	¢/kWh	7,77	7,45	7,07	8,00	8,30	8,46	8,55
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2018)								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 ^{re} tranche	\$	37,38	44,85	59,80	64,58	64,58	64,58	64,58
2 ^e tranche	\$	-	-	-	84,36	176,06	267,76	359,46
Total	\$	49,57	57,04	71,99	161,13	252,83	344,53	436,23
	¢/kWh	7,93	7,61	7,20	8,06	8,43	8,61	8,72
Écart								
	\$	1,00	1,20	1,29	1,23	3,73	6,23	8,73
	%	2,1%	2,1%	1,8%	0,8%	1,5%	1,8%	2,0%

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

	kW	6	14	40	55
	kWh	750	2 000	10 000	15 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2017)					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	73	196	978	1 467
2 ^e tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	87
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	87
Total	\$	86	208	990	1 566
	¢/kWh	11,42	10,40	9,90	10,44
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2018)					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	74	198	989	1 484
2 ^e tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	88
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	88
Total	\$	87	210	1 001	1 584
	¢/kWh	11,53	10,51	10,01	10,56
Écart					
	\$	1	2	11	17
	%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%

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

	kW	55	100	500	1 000	2 500
	kWh	20 000	25 000	200 000	400 000	1 170 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2017)						
Énergie						
1 ^{re} tranche	\$	994	1 243	9 940	10 437	10 437
2 ^e tranche	\$	-	-	-	7 011	35 424
Puissance						
Prime	\$	794	1 443	7 215	14 430	36 075
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	(2 453)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	(444)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>794</i>	<i>1 443</i>	<i>7 215</i>	<i>14 430</i>	<i>33 179</i>
Total	\$	1 788	2 686	17 155	31 878	79 040
	¢/kWh	8,94	10,74	8,58	7,97	6,76
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2018)						
Énergie						
1 ^{re} tranche	\$	1 004	1 255	10 040	10 542	10 542
2 ^e tranche	\$	-	-	-	7 106	35 904
Puissance						
Prime	\$	802	1 458	7 290	14 580	36 450
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	(2 475)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	(449)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>802</i>	<i>1 458</i>	<i>7 290</i>	<i>14 580</i>	<i>33 527</i>
Total	\$	1 806	2 713	17 330	32 228	79 973
	¢/kWh	9,03	10,85	8,67	8,06	6,84
Écart						
	\$	18	28	175	350	933
	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,1%	1,2%

TABLEAU A-5 :
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES
- TARIF LG

		kW kWh	5 000 2 340 000	5 000 3 060 000	10 000 5 760 000	30 000 17 520 000	50 000 23 400 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2017)							
Énergie	\$		80 028	104 652	196 992	599 184	800 280
Puissance							
Prime	\$		65 550	65 550	131 100	393 300	655 500
Crédits							
25 kV	\$		(4 905)	(4 905)	-	-	-
120 kV	\$		-	-	(26 790)	(80 370)	(133 950)
Rajustement pour pertes de transformation	\$		(888)	(888)	(1 776)	(5 328)	(8 880)
<i>Sous-total</i>	\$		59 757	59 757	102 534	307 602	512 670
Total	\$		139 785	164 409	299 526	906 786	1 312 950
	¢/kWh		5,97	5,37	5,20	5,18	5,61
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2018)							
Énergie	\$		80 964	105 876	199 296	606 192	809 640
Puissance							
Prime	\$		66 150	66 150	132 300	396 900	661 500
Crédits							
25 kV	\$		(4 950)	(4 950)	-	-	-
120 kV	\$		-	-	(27 030)	(81 090)	(135 150)
Rajustement pour pertes de transformation	\$		(897)	(897)	(1 794)	(5 382)	(8 970)
<i>Sous-total</i>	\$		60 303	60 303	103 476	310 428	517 380
Total	\$		141 267	166 179	302 772	916 620	1 327 020
	¢/kWh		6,04	5,43	5,26	5,23	5,67
Écart							
	\$		1 482	1 770	3 246	9 834	14 070
	%		1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%

TABLEAU A-6 :
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES
- TARIF L

	kW	5 000	5 000	10 000	30 000	50 000	50 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 520 000	23 400 000	30 600 000	32 750 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2017)								
Énergie	\$	76 518	100 062	188 352	572 904	765 180	1 000 620	1 070 925
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	\$	(888)	(888)	(1 776)	(5 328)	(8 880)	(8 880)	(8 880)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>58 557</i>	<i>58 557</i>	<i>100 134</i>	<i>300 402</i>	<i>500 670</i>	<i>500 670</i>	<i>500 670</i>
Total	\$	135 075	158 619	288 486	873 306	1 265 850	1 501 290	1 571 595
	¢/kWh	5,77	5,18	5,01	4,98	5,41	4,91	4,80
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2018)								
Énergie	\$	77 220	100 980	190 080	578 160	772 200	1 009 800	1 080 750
Puissance								
Prime	\$	64 800	64 800	129 600	388 800	648 000	648 000	648 000
Crédits								
25 kV	\$	(4 950)	(4 950)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(27 030)	(81 090)	(135 150)	(135 150)	(135 150)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(897)	(897)	(1 794)	(5 382)	(8 970)	(8 970)	(8 970)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>58 953</i>	<i>58 953</i>	<i>100 776</i>	<i>302 328</i>	<i>503 880</i>	<i>503 880</i>	<i>503 880</i>
Total	\$	136 173	159 933	290 856	880 488	1 276 080	1 513 680	1 584 630
	¢/kWh	5,82	5,23	5,05	5,03	5,45	4,95	4,84
Écart								
	\$	1 098	1 314	2 370	7 182	10 230	12 390	13 035
	%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%

**TABLEAU A-7 :
 REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES
 SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2017³⁹**

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif D¹		
Redevance (¢/jour)	40,64	529
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	1 911
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	2 372
Total		4 812
Tarif DP²		
Redevance (\$/mois)	6,09	0,4
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,77	4
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,77	78
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	3,2
Prime de puissance - Été (\$/kW)	4,59	3,8
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	12,18	0
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	18,27	0
Total		89
Tarif DM		
Redevance (¢/jour)	40,64	29
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	102
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	38
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,9
Prime de puissance - Été (\$/kW)	4,59	0,4
Total		171
Tarif DT		
Redevance (¢/jour)	40,64	17
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,48	117
Énergie - Pointe (¢/kWh)	26,21	19
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,3
Prime de puissance - Été (\$/kW)	4,59	0,4
Total		154

¹ Tarif D appliqué aux clients dont la PMA est inférieure à 50 kW et à ceux dont la PMA est égale ou supérieure à 50 kW mais inférieure à 65 kW ayant intérêt d'être au tarif D.

² Tarif DP appliqué aux clients dont la PMA est égale ou supérieure à 65 kW et à ceux dont la PMA est égale ou supérieure à 50 kW mais inférieure à 65 kW ayant intérêt d'être au tarif DP.

³⁹ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016.

TABLEAU A-8 :
REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL
SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2017⁴⁰

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif G		
Redevance ¹ (\$/mois)	12,33	39
Énergie - 15 090 premiers kWh (¢/kWh)	9,78	830
Reste de l'énergie (¢/kWh)	6,88	12
Prime de puissance ² (> 50 kW) (\$/kW)	17,43	13
Total		893
Tarif M		
Énergie - 210 000 premiers kWh (¢/kWh)	4,97	1 098
Reste de l'énergie (¢/kWh)	3,69	339
Prime de puissance ² (\$/kW)	14,43	1 127
Total		2 564
Tarif LG		
Énergie (¢/kWh)	3,42	295
Prime de puissance ² (\$/kW)	13,11	226
Total		517
Tarif L		
Énergie (¢/kWh)	3,27	883
Prime de puissance ² (\$/kW)	12,87	451
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	7,53	0
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	22,59	1
Total		1 335

¹ Incluant les clients facturés au montant minimal.

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

⁴⁰ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016.

**TABLEAU A-9 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS DOMESTIQUES⁴¹**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif D¹			
Clientèle résidentielle	3 516 615	58 111	4 700
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 563 354	46 001	3 705
<i>Autres types de chauffage</i>	953 261	12 110	994
Clientèle agricole	43 803	1 324	112
Total - Tarif D	3 560 418	59 434	4 812
Tarif DP²			
Clientèle résidentielle	2 805	585	55
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 207	461	43
<i>Autres types de chauffage</i>	598	124	12
Clientèle agricole	2 118	373	35
Total - Tarif DP	4 923	958	89
Tarif DM			
Clientèle résidentielle	19 064	2 152	168
<i>Chauffage tout électrique</i>	14 194	1 793	140
Sans puissance facturée	12 887	1 148	89
Avec puissance facturée	1 307	645	51
<i>Autres types de chauffage</i>	4 870	359	28
Sans puissance facturée	4 739	270	21
Avec puissance facturée	131	89	7
Clientèle agricole	312	32	3
Sans puissance facturée	246	15	1
Avec puissance facturée	66	18	2
Total - Tarif DM	19 376	2 185	171
Sans puissance facturée	17 872	1 432	111
Avec puissance facturée	1 504	752	60
Tarif DT	112 262	2 681	154

¹ Tarif D appliqué aux clients dont la PMA est inférieure à 50 kW et à ceux dont la PMA est égale ou supérieure à 50 kW mais inférieure à 65 kW ayant intérêt d'être au tarif D.

² Tarif DP appliqué aux clients dont la PMA est égale ou supérieure à 65 kW et à ceux dont la PMA est égale ou supérieure à 50 kW mais inférieure à 65 kW ayant intérêt d'être au tarif DP.

⁴¹ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2017.

TABLEAU A-10 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL ⁴²

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif G			
Agricole	1 452	41	4
Dont la puissance est facturée	63	6	1
Commercial	208 421	7 373	759
Dont la puissance est facturée	8 923	1 004	107
Industriel	9 864	410	43
Dont la puissance est facturée	990	101	11
Institutionnel	20 191	782	81
Dont la puissance est facturée	1 887	217	23
Résidentiel	1 934	60	6
Dont la puissance est facturée	62	7	1
Total	241 862	8 665	893
Dont la puissance est facturée	11 925	1 335	142
% avec puissance facturée	5%	15%	16%
Tarif M			
Agricole	277	181	15
Commercial	21 206	17 846	1 479
Industriel	3 810	7 883	630
Institutionnel	4 220	5 234	428
Résidentiel	440	398	33
Total	29 953	31 543	2 585
Tarif LG			
Commercial	62	2 732	161
Institutionnel	25	1 380	86
Réseaux municipaux	16	4 510	271
Total	103	8 621	517
Tarif L	140	28 397	1 335

⁴² Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2017.