

**Demande relative à l'établissement des
tarifs d'électricité pour l'année
tarifaire 2018-2019**

R-4011-2017

**Mémoire déposé à la
Régie de l'énergie par**



préparé par

Viviane de Tilly et
Marc-Olivier Moisan-Plante

13 novembre 2017

Table des matières

TABLE DES MATIÈRES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU.....	3
1 INTRODUCTION.....	4
2 INTERVENTION EN GESTION DE LA DEMANDE	4
3 COÛTS DE DISTRIBUTION	9
3.1 REMBOURSEMENT À L'OPTION DE RETRAIT	9
3.2 ASSISTANCE AUX RÉSEAUX VOISINS.....	10
4 DIMINUTION DES PRIX DE L'ÉNERGIE DU TARIF DT.....	11
4.1 IMPACT TOUJOURS SPÉCULATIF SUR LA RÉTENTION ET RENTABILITÉ POUR LES CLIENTS.....	12
4.2 IMPUTATION DU MANQUE À GAGNER.....	15
4.3 RENTABILITÉ DU TARIF DT : HORIZON ET COÛTS ÉVITÉS DE DISTRIBUTION.....	16
4.4 CONCLUSION ET PERSPECTIVE D'AVENIR.....	18
5 INTERFINANCEMENT	19
6 SUIVI DE LA DÉCISION D-2017-118	22

Liste des figures

FIGURE 1 OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE AU TARIF L.....	8
FIGURE 2 DISTRIBUTION DE L'ÉCONOMIE SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE 2016 DES CLIENTS AYANT QUITTÉ LE TARIF DT ENTRE LE 1 ^{ER} AVRIL ET LE 30 SEPTEMBRE 2017	14
FIGURE 3 EXTRAIT DU DÉPLIANT DESTINÉ AUX CLIENTS AU TARIF DT	14
FIGURE 4 INDICE D'INTERFINANCEMENT – CLIENTÈLE DOMESTIQUE	21

Liste des tableaux

TABLEAU 1 APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE	4
TABLEAU 2 BILAN EN PUISSANCE	5
TABLEAU 3 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	7
TABLEAU 4 RENTABILITÉ DE CLIENT SERVANT À CALIBRER LE TARIF DT (SANS COÛT ÉVITÉ DE DISTRIBUTION)	18
TABLEAU 5 AJUSTEMENTS TARIFAIRES	19

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe neuf Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face. Ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (OI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 50 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Introduction

Le 31 juillet 2017, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) sa demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2018-2019.

Le mémoire d'UC dans ce dossier aborde les enjeux suivants :

- Le coût des interventions en gestion de la puissance
- Les coûts de distribution : remboursement à l'option de retrait et assistance aux réseaux voisins
- La diminution de prix de l'énergie du tarif DT
- La trêve hivernale

2 Intervention en gestion de la demande

Comme le démontre le Tableau 1, le Distributeur prévoit équilibrer son bilan en puissance par l'acquisition à court terme de 1 750 MW, dont 1 250 MW venant des interventions en gestion de la demande composées de 1 000 MW d'électricité interruptible et 250 MW d'effacement générés par les interventions en gestion de la demande. Il ne prévoit en revanche acquérir, via des achats de court terme, que 250 MW sur les marchés.

Tableau 1
Approvisionnement postpatrimoniaux en puissance¹

En MW	Hiver 2017-2018 Année témoin
LONG TERME	2 427
TCE	-
HQP	600
Base	350
dont puissance garantie des rappels	0
Cyclable	250
Krugier	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	185
Eolien ⁽¹⁾	1 467
Petite hydraulique	103
COURT TERME	1 750
Interventions en GDP	1 250
Option d'électricité interruptible	1 000
Nouvelles interventions en GDP	250
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	250
A/O 2014-01	50
À acquérir (arrondis à 50 MW/prés)	200
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	4 177

¹ HQD-6, document 1, page 9.

UC est cependant d'avis qu'il y a lieu de s'interroger sur l'optimalité des moyens utilisés par le Distributeur pour combler les besoins en puissance.

Le bilan en puissance déposé par le Distributeur dans son État d'avancement du plan d'approvisionnement 2017-2026 et présenté au Tableau 2, indique que les volumes annuels de puissance additionnelle requise, si on exclut la contribution des interventions en gestion de la demande, sont inférieurs à 1 100 MW jusqu'en 2021-2022 et peuvent donc être comblés par des achats de court terme sur les marchés externes.² UC comprend également que la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité inclut 15 % des volumes de GDP qui s'ajoute aux besoins à la pointe tandis qu'il n'y a aucune réserve associée aux achats de court terme.³ C'est ainsi qu'en 2020-2021, par exemple, si les achats sur les marchés remplaçaient les 520 MW associés aux interventions en GDP, la réserve requise diminuerait de 78 MW (520 MW * 15 %) et la puissance additionnelle requise passerait à 942 MW⁴.

Tableau 2
Bilan en puissance⁵

En MW	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	37 853	38 041	38 408	38 739	39 159	39 525	39 842	40 146	40 460
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 687	3 777	4 018	4 044	4 091	4 133	4 170	4 205	4 241
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 540	41 818	42 426	42 783	43 250	43 658	44 011	44 350	44 700
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 098	4 376	4 984	5 341	5 808	6 216	6 569	6 908	7 258
HQP	600	1 100	1 100	1 100	1 200	1 350	1 500	1 500	1 500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	0	0	0	100	250	400	400	400
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 846	1 924	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	360	370	440	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	1 170	1 440	1 500	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620
• Électricité interruptible	900	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	270	440	500	520	540	560	580	600	620
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance additionnelle requise	200	0	200	500	850	1 100	1 250	1 600	1 900

² État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 15. En outre, la contribution des marchés externes pourrait dépasser les 1 000 MW. En effet, le Distributeur indique dans l'état d'avancement :

Depuis l'hiver 2016-2017, l'IESO a modifié ses règles de marché afin de reconnaître les exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. Le Distributeur est en discussion avec l'IESO et le Transporteur pour permettre aux producteurs de l'Ontario de participer à ses futurs appels d'offres de court terme en puissance. L'évaluation de la contribution en puissance pourra éventuellement être revue à la lumière des quantités qui seront offertes en provenance d'Ontario lors des appels d'offres à venir. Pour le moment, le Distributeur maintient toutefois le potentiel de la contribution des marchés de court terme à 1 100 MW.

³ HQD-15, document 13, page 5.

⁴ Soit les 500 MW déjà prévus + 520 MW de GDP non réalisés – 78 MW de réduction des besoins en pointe.

⁵ État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 12.

UC souligne en outre que les besoins en puissance identifiés par le Distributeur incluent les ventes additionnelles associées au programme de conversion⁶ qui vient d'être rejeté par la Régie⁷.

Les 250 MW d'effacement associés à la gestion de la demande, que le Distributeur prévoit dans son bilan pour l'hiver 2017-2018 et 2018-2019, proviennent essentiellement du programme de gestion de la demande en puissance pour les bâtiments des secteurs commercial et institutionnel, de même que pour les bâtiments du marché industriel de petite et moyenne puissances (programme de gestion en puissance CII)⁸. Dans le cadre de ce programme, les participants sont rémunérés à raison de 70 \$/kW admissible⁹, soit la moyenne de toutes les réductions de puissance de tous les Évènements de GDP¹⁰. Selon notre compréhension, s'il n'y avait qu'un seul évènement au cours d'un hiver, le participant recevrait 70 \$ pour chaque kW réduit par rapport à une puissance de référence.

Dans son guide des participants au programme de gestion en puissance CII, le Distributeur indique :

Le programme Gestion de la demande de puissance vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernales d'Hydro-Québec. En contrepartie, Hydro-Québec versera à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance effectuée pendant ces périodes. Ainsi, Hydro-Québec pourra répondre aux besoins de puissance (kW) de sa clientèle à meilleur coût.¹¹ (notre souligné)

UC n'adhère pas à l'affirmation du Distributeur selon laquelle il répond aux besoins de sa clientèle au meilleur coût. Comme l'indique le Tableau 3, l'acquisition de 250 MW au coût de 70 \$/kW coûte 18 M\$.

⁶ *Ibid.*

⁷ D-2017-119.

⁸ R-3986-2016, HQD-1, document 1, page 21.

⁹ <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf>, page 10.

¹⁰ Période de trois ou quatre heures pour laquelle le participant a reçu d'Hydro-Québec un avis préalable lui demandant de réduire l'appel de puissance enregistré par les compteurs associés au Projet.

<http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf>, page 4.

¹¹ <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf>, page 3.

Tableau 3
Coût des approvisionnements postpatrimoniaux¹²

	2016			2017			2018		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	14,7	1 469,0	99,7	16,4	1 558,1	101,4	16,9	1 738,2	103,1
COURT TERME	0,1	48,4	s.o.	0,0	41,5	s.o.	0,0	38,2	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,1	11,3	91,4	0,0	0,3	49,9	0,0	0,7	67,0
dont entente cadre	0,0	0,0	300,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	37,1	s.o.	s.o.	41,2	s.o.	s.o.	37,5	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	14,0	s.o.	s.o.	12,7	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
dont nouvelles interventions en CCIP	s.o.	4,1	s.o.	s.o.	15,2	s.o.	s.o.	16,5	s.o.
TOTAL	14,9	1 517,4	102,1	16,4	1 599,5	104,1	16,9	1 776,4	105,3

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base

Or, plutôt que de combler ses besoins en puissance avec des interventions de gestion de la puissance, le Distributeur pourrait recourir à des achats de court terme de 250 MW sur les marchés, à un coût de 20 \$/kW, soit le coût évité de puissance¹³, pour un total de 5 M\$.

UC est d'avis que l'écart de 13 M\$¹⁴ entre les coûts du programme de gestion en puissance CII et le coût de l'alternative qui consiste à s'approvisionner sur les marchés est injustifiable, d'autant plus qu'une part importante de cet écart serait payée par les clients résidentiels qui assumeront également seuls le manque à gagner de près de 10 M\$ associé à la stratégie par le Distributeur pour maintenir le parc biénergie (voir la section 4).

Le choix étonnant du Distributeur de rémunérer à fort prix les participants au programme de gestion en puissance CII est malheureusement cohérent avec celui d'estimer la rentabilité des interventions en gestion de la demande en prenant en compte l'indicateur de coût évité en puissance de long terme (106 \$/kW-an [2015]). Selon le Distributeur, ce choix repose sur le fait que les programmes de gestion de la demande en puissance rendent un service équivalent à celui obtenu par l'appel d'offres A/O 2015-01¹⁵. UC est d'avis que ce choix est discutable puisque, comme le Tableau 2 l'indique, le Distributeur aurait pu se passer, encore pour quelques années, de la contribution de la puissance associée l'A/O 2015-01.¹⁶

Les affirmations du Distributeur conduisent à nous interroger sur l'utilité des coûts évités de puissance de court terme s'ils ne servent pas à évaluer la rentabilité de programme de gestion de la demande. Pourquoi, en outre, l'option d'électricité interruptible pour les clients au tarif L reflète le prix du marché d'au plus 20 \$/kW¹⁷ alors que les participants au programme de

¹² HQD-6, document 1, page 10.

¹³ HQD-4, document 4, page 5.

¹⁴ En guise de comparaison, ce montant équivaut au rabais sur ventes aux MFR en 2017 (voir HQD-11, document 1, page 5).

¹⁵ HQD-10, document 1, page 17.

¹⁶ Voir à ce propos le témoignage d'UC dans le cadre des audiences du dossier R -3986-2016, Notes sténographiques du 26 mai 2017, pages 158 et suivantes.

¹⁷ D-2014-156, page 13.

[47] La Régie constate que la moyenne des prix des enchères UCAP, pondérée en fonction des volumes alloués, a été de 3,34 \$US/kW-mois lors de l'hiver 2013-2014. En utilisant un taux de réserve de 15 % et en tenant compte du transfert de 2 \$/kW au crédit variable, on obtient un prix balise d'environ 10,50 \$CA/kW-hiver.

gestion en puissance CII qui fournissent pourtant un service similaire reçoivent 70 \$/kW?

UC rappelle en outre —si les coûts évités de distribution étaient mis à contribution pour justifier le généreux incitatif versé dans le cadre du programme de gestion en puissance CII, qu'un programme de gestion de la demande dont les modalités ne permettent pas un contrôle direct de l'effacement ne peut se voir attribuer de coût évité de distribution et de transport¹⁸. Cela est particulièrement vrai pour le programme de gestion en puissance CII alors que le client peut décider sans pénalité autre que la diminution de l'incitatif financier de ne pas effacer une partie de sa demande en puissance¹⁹. À notre avis, contrairement à ce que le Distributeur affirme²⁰, ne pas être rémunéré pour un service non rendu n'est pas une pénalité. La situation diffère pour un participant à l'option d'électricité interruptible qui encourt une pénalité pouvant atteindre 150 % de la prime fixe (voir la Figure 1).

Figure 1
Options d'électricité interruptible pour la clientèle au tarif L²¹

Pénalités	6.24
Pour tout dépassement à la suite d'un avis d'interruption, Hydro-Québec applique, pour chaque période d'interruption, les pénalités suivantes :	
a) Crédit fixe :	
Une pénalité pour chaque kilowatt compris dans la somme des dépassements au cours d'une période d'interruption, selon l'option :	
Option I : 1,25 \$ le kilowatt;	
Option II : 0,60 \$ le kilowatt.	
La pénalité maximale par période d'interruption ne peut être supérieure au produit de la puissance interruptible par le coefficient de contribution pour la période de consommation visée et, selon l'option, par le montant suivant :	
Option I : 5,00 \$ le kilowatt;	
Option II : 2,50 \$ le kilowatt.	
b) Crédit variable :	
Aucun crédit variable n'est accordé pour l'heure durant laquelle une pénalité est imposée au client en vertu du présent article.	
La somme des pénalités appliquées au cours de la période d'hiver ne peut être supérieure à 150 % du montant qui aurait été versé au client à titre de crédit fixe pour la période d'hiver.	

[48] Par ailleurs, le Distributeur précise que le prix moyen de l'appel d'offres A/O 2014-01 pour l'hiver 2014-2015 est de 18,65 \$CA/kW-hiver. En utilisant un taux de réserve de 15 % et en tenant compte du transfert de 2 \$/kW au crédit variable, on obtient alors un prix balise de 13,85 \$CA/kW-hiver.

[49] Dans ce contexte précis, la Régie juge approprié de tenir compte de ces deux signaux de marché et, à la lumière de ce qui précède, de fixer à 13 \$CA/kW-hiver le crédit fixe de l'option I pour la clientèle de grande puissance.

¹⁸ R -3986-2016, C-UC-0009, page 21.

¹⁹ <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf>, page 5 : Le client s'engage à mettre en œuvre des mesures visant à réduire la demande de puissance, mais il n'est pas tenu d'atteindre une réduction de puissance précise lors d'un Évènement de GDP.

Page 10 : Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). La Puissance admissible (kW) correspond à la moyenne de toutes les réductions de puissance de tous les Évènements de GDP.

²⁰ HQD-15, document 13, page 6, réponse à la question 1.6.

²¹ <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/tarifs-conditions-distributeur/tarifs-electricite.pdf>, page 108-109.

On peut comprendre qu'il est prudent de tester techniquement et commercialement une intervention en gestion de la demande et prévoir une période de démarrage (*ramp up*) appropriée avant qu'elle ne soit essentielle au bilan en puissance. En revanche, et comme le Tableau 2 le démontre, ce n'est pas pour demain que le programme de gestion en puissance CII sera nécessaire²². Entretemps, le Distributeur doit, pour répondre aux besoins en puissance au moindre coût, acquérir de la puissance sur les marchés de court terme ou rémunérer l'effacement des clients participants au programme de gestion de la demande au coût évité de court terme.²³

UC recommande à la Régie qu'elle encadre en ce sens les paramètres des programmes de gestion de la demande mis en place par le Distributeur pour refléter la réalité des coûts évités de court terme.

3 Coûts de distribution

3.1 Remboursement à l'option de retrait

Dans la décision D-2016-183 concernant la plainte d'un abonné à l'option de retrait qui n'avait pas eu droit à une relève de compteur aux 120 jours comme prescrite dans les Conditions de service, la Régie demande au Distributeur de rembourser le plaignant pour les relèves manquantes. Par équité, le Distributeur a dû rembourser, au début de 2017, à peu près 53 000 clients à l'option de retrait qui avaient vécu la même situation.²⁴

UC comprend que pour identifier les 53 000 clients qui avaient droit à un remboursement, il a fallu consulter les données de relève des quelque 78 000 clients à l'option de retrait²⁵. Compte tenu de l'ampleur présumée de la tâche exceptionnelle de remboursement qui n'avait pas été prévue dans les revenus requis de 2017, UC a voulu savoir combien d'heures de travail avaient été requises. Malheureusement, le Distributeur nous apprend que les coûts liés à l'opération de remboursement n'ont pas été identifiés distinctement, mais qu'il a été en mesure de réaliser cette charge de travail en utilisant les ressources existantes.²⁶

UC est a priori rassurée que les clients du Distributeur n'aient pas à assumer les coûts liés à l'opération de remboursement des abonnés dont l'objectif est de corriger un manquement du Distributeur à ses obligations en vertu des Conditions de services.

²² Programme testé en projet pilote au cours de l'hiver (voir R -3986-2016 HQD-1, document 1, page 21).

²³ Le Distributeur envisage peut-être de réduire l'incitatif après avoir constaté la faisabilité du programme. Les réponses du Distributeur à la question 19 de la 4^e demande de renseignement de la Régie A-0020, préciseront peut-être ses intentions.

²⁴ R-3964-2016, note sténo de l'audience du 1^{er} mai 2017, page 74.

²⁵ Suivi des décisions D-2012-127 et D-2014-10, Suivi du projet Lecture à distance au 31 décembre 2016, page 14.

²⁶ HQD-15, document 13, page 31.

En revanche, UC est surprise que cette tâche, que l'on imagine importante, ait pu être réalisée à même la planification des ressources de 2017. UC s'inquiète d'un possible détournement de ressources normalement affectées à d'autres tâches ou encore du report en 2018 de projets ou activités qui auraient normalement dû être réalisés en 2017 et pour lesquels le Distributeur s'était vu reconnaître des budgets. Cette question mérite en outre une attention dans le contexte de la mise en place d'un mécanisme de réglementation incitative et de détermination des coûts d'une année de base.

3.2 Assistance aux réseaux voisins

Nous apprenions en septembre dernier que le Distributeur envoyait des travailleurs aux États-Unis pour aider à rétablir le réseau après le passage de l'ouragan Irma.

« Nous allons envoyer 50 équipes, donc 50 camions qui représentent environ 125 travailleurs », a indiqué Serge Abergel, chef aux Affaires publiques et relations médias chez Hydro-Québec, en entrevue avec l'Agence QMI.

Ces travailleurs devraient passer environ dix jours dans la région d'Atlanta, où 714 000 personnes demeuraient privées d'électricité mardi après-midi.²⁷

Sans aucunement remettre en question l'assistance aux réseaux voisins, UC a questionné le Distributeur sur la responsabilité des coûts de telles opérations.

L'ensemble des coûts encourus par le Distributeur, depuis la préparation des équipes pour la mission d'assistance jusqu'à leur retour au point de départ, sont assumés par l'entreprise demandant assistance.²⁸

Hydro-Québec est membre du Groupe d'assistance mutuelle de l'Atlantique Nord (NAMAG) et doit offrir assistance aux membres dans le besoin tout en s'assurant de maintenir la qualité du service sur son propre territoire. Lors du départ d'équipes pour une mission d'assistance, le Distributeur doit revoir ses priorités et l'ordonnancement de ses travaux afin de refléter la perte de capacité temporaire. Toutefois, la majorité des heures en mission sont effectuées par des employés en temps supplémentaire. La perte de capacité en temps régulier n'est donc pas équivalente au nombre d'heures effectuées en mission.²⁹

Maintenant qu'il est établi que l'ensemble des frais est assumé par l'entreprise demandant assistance, il nous apparaît plus important de comprendre comment le Distributeur peut se passer de 125 ressources pendant environ 10 jours soit, à raison de 7 heures par jour, 9 000 heures de temps régulier de travail.

²⁷ <http://www.journaldemontreal.com/2017/09/12/ouragan-irma-hydro-quebec-envoie-125-personnes-en-georgie>

²⁸ HQD-15, document 13, page 36.

²⁹ *Loc. cit.*

Cela représenterait, selon le Distributeur, une fraction infime des 1,8 million d'heures régulières travaillées par les employés³⁰ qui peut être majoritairement rattrapée au fil du temps. Autrement dit, nous comprenons du Distributeur qu'il pourrait se priver de 125 ressources pendant au moins 10 jours sans que cela influe sur sa capacité de répondre aux besoins du réseau et des clients, et ce, sans coût additionnel. Ceci nous semble déjà assez surprenant.

En revanche, les salaires à temps régulier des employés du Distributeur qui sont partis vers Atlanta ont fait partie du revenu requis demandé par le Distributeur pour l'année 2017 et sont déjà assumés par ses clients. Les revenus requis associés à ces 9 000 heures en temps régulier, en supposant un coût horaire complet de 172 \$³¹, représentent une somme de près de 1,5 M\$. Quel montant le Distributeur recevra-t-il de la compagnie ayant demandé assistance et que compte-t-il faire de la somme qu'il touchera ? Où, quand et comment ces revenus sont-ils comptabilisés ?

Les avantages d'appartenir au Groupe d'assistance mutuelle de l'Atlantique Nord (NAMAG) sont indéniables. En revanche, même si les missions d'assistances exigent relativement peu de ressources du Distributeur, UC considère que le Distributeur doit être transparent dans sa gestion financière des événements et prévoir un mécanisme assurant que ses clients sont traités équitablement.

UC recommande à la Régie qu'elle demande au Distributeur de présenter dans le prochain dossier tarifaire une preuve sur le sujet retraçant sur une base historique les missions d'assistance dont il a été requérant, celles où il a fourni de l'assistance, les ressources utilisées, les sommes réclamées ou payées ainsi que leur traitement règlementaire le cas échéant.

4 Diminution des prix de l'énergie du tarif DT

UC considère d'emblée que l'effacement du parc biénergie occupe une place importante au bilan en puissance du Distributeur. En revanche, il s'agit d'un parc qui arrive à la fin de sa vie utile, le programme de subvention d'Hydro-Québec à l'origine du parc biénergie résidentielle datant des années 80³². Les clients quittent naturellement le tarif plutôt que d'assumer par exemple l'investissement dans un nouveau système de chauffage, la réfection d'une cheminée ou le remplacement d'un réservoir.

En outre, comme UC l'a démontré par le passé, le tarif DT est imparfait puisque de nombreux clients perdent de l'argent au tarif DT.

³⁰ HQD-15, document 13, page 37.

³¹ R-3964-2016, HQD-4, document 2, révision : 2016-10-05 Page 14.

³² R-3473-2001, page 5.

Les pertes potentielles d'argent par les abonnés au tarif DT sont préoccupantes et doivent toutes être évitées. Les préoccupations d'UC sont amplifiées par le fait que de nombreux ménages pauvres sont abonnés au tarif DT. En effet, selon la définition qu'il utilise de la pauvreté, le Distributeur précise que 11 % des clients au tarif DT sont pauvres. Une définition plus juste de la pauvreté, qui tiendrait compte par exemple de l'état de l'isolation de la maison et des besoins de chauffage, augmenterait vraisemblablement la proportion de ménages pauvres qui sont abonnés au tarif DT³³ (note de bas de page omise)

Enfin, le parc biénergie actuel ne peut fonctionner sans l'industrie du mazout qui doit y trouver son compte. C'est pourquoi, à notre connaissance, le tarif DT est calibré sur un nombre d'heures de fonctionnement en mode combustible (ou de température à partir duquel le haut prix s'applique) suffisant pour assurer la rentabilité des livraisons de mazout. Or, la fragilité de l'industrie du mazout a maintes fois été énoncée par le passé³⁴ sans compter les ambitions du gouvernement de réduire d'ici 2030 de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés au Québec³⁵.

Sur la base des prétentions du Distributeur de contrer l'effritement du parc biénergie en bonifiant le gain des abonnés la Régie a approuvé une baisse des prix d'énergie du tarif DT³⁶ au 1^{er} avril 2017 dont le manque à gagner est assumé par les autres clients du domestique. Le Distributeur propose d'accroître l'économie d'un montant équivalent par une nouvelle baisse des prix d'énergie du tarif DT de 2,5 %.

4.1 Impact toujours spéculatif sur la rétention et rentabilité pour les clients

Dans le cadre du dernier dossier tarifaire et concernant le rabais proposé par le Distributeur qui ne reposait sur aucune analyse commerciale, UC écrivait

Peu d'entreprises commerciales se lanceraient dans un programme entraînant un manque à gagner de 4 M\$ sans un minimum de certitude à moins, comme c'est le cas ici, que ce manque à gagner soit assumé par les autres clients. On ne sait nullement si la proposition est trop généreuse, suffisante ou insuffisante. A priori, étant donnée l'absence de justification commerciale probante, UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur relative au tarif DT.³⁷

Le Distributeur n'a toujours pas présenté d'analyse commerciale justifiant la baisse des prix de l'énergie du 1^{er} avril dernier. Conséquemment, le commentaire d'UC formulé en 2016 tient

³³ R-3933-2015, C-UC-0009, page 32.

³⁴ R-3708-2009, HQD-13, document 1.1, page 69.

³⁵ http://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030_FR.pdf

³⁶ D-2017-022, page 179.

³⁷ R-3980-2016, C-UC-0007, page 23.

toujours dans son entièreté si ce n'est qu'il n'est plus question d'un manque à gagner de 4 M\$, mais de plus du double puisque la proposition de cette année de diminuer encore une fois les prix de l'énergie s'ajoute à la diminution des prix de l'énergie de l'année dernière et son manque à gagner continuera d'être assumé par les autres clients. **UC recommande donc encore une fois à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur de diminuer le prix de l'énergie du tarif DT en l'absence d'une analyse probante sur l'efficacité d'une telle mesure.**

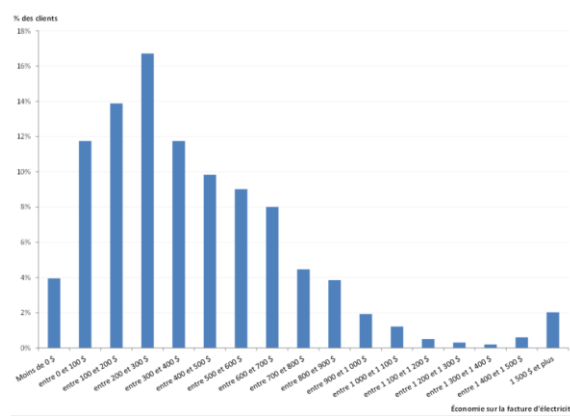
En outre, force est de constater que l'augmentation du gain annuel de quelque 50 \$ pour les clients biénergie ne les a pas tous convaincus de demeurer au tarif biénergie. Près de 1 000 abonnés ont tout de même quitté le tarif depuis la baisse d'avril 2017³⁸ et ce, dans une période payante pour eux c'est-à-dire les mois où leur consommation aurait été facturée au bas prix (4,48 ¢/kWh)

Bien que les économies reliées au tarif DT varient selon la rigueur ou clémence des hivers considérés, la distribution de l'économie sur la facture d'électricité pour l'année 2016 des clients ayant quitté le tarif DT entre le 1^{er} avril et le 30 septembre 2017 (Figure 2) nous apprend d'abord que près de 1 sur 2 parmi eux ont probablement eu raison de quitter le tarif DT puisqu'ils n'avaient même pas réalisé en 2016 l'économie nécessaire pour couvrir les frais d'entretien annuel de quelque 300 \$ du système biénergie³⁹. Ce sont donc vraisemblablement des départs appropriés. Plus intéressant cependant, dans le contexte de la stratégie proposée d'augmenter le gain des clients pour contrer l'érosion du parc biénergie, la Figure 2 nous indique que près de 15 % de ceux qui ont quitté le tarif DT ont renoncé à un gain par rapport au tarif D supérieur à 700 \$. On peut alors se questionner sur la capacité d'un gain additionnel de quelques dizaines de dollars de retenir les clients.

³⁸ HQD-15, document 13, page 11.

³⁹ 247 \$(2009), excluant les taxes. Voir HQD-15, document 13 - Réponse à la question 3.15 (fichier Excel), onglet divers_eff.complet, ligne 30.

Figure 2
Distribution de l'économie sur la facture d'électricité pour l'année 2016 des clients ayant quitté le tarif DT entre le 1^{er} avril et le 30 septembre 2017⁴⁰



Nous savons également que les clients ont quitté le tarif DT depuis le 1^{er} avril 2017 l'ont fait malgré la réception d'une communication du Distributeur leur annonçant une baisse de prix (Figure 3).

Figure 3
Extrait du dépliant destiné aux clients au tarif DT⁴¹

Le tarif DT

Choix judicieux, tarif avantageux!

Un tarif encore plus avantageux pour vous

Le 1^{er} avril 2017, la Régie de l'énergie a approuvé une baisse des prix de l'énergie du tarif DT, ce qui vous permet de faire plus d'économies avec votre système biénergie!

Comment s'applique le tarif DT?

Le tarif DT comporte deux prix dont l'application est fonction de la température extérieure. Lorsque celle-ci est égale ou supérieure à -12 °C ou à -15 °C (selon la région où se trouve l'habitation), c'est le prix le plus bas qui est appliqué à l'électricité consommée et il est plus avantageux que le système de chauffage biénergie fonctionne à l'électricité. Lorsque la température extérieure descend sous -12 °C ou -15 °C (selon la région), l'électricité consommée est facturée au plus élevé des deux prix du tarif DT. Le chauffage au combustible devient alors plus avantageux.

Utilisez la source d'énergie appropriée pour le chauffage de votre habitation

Température extérieure	Supérieure ou égale à -12 °C ou à -15 °C (selon la région)	Inférieure à -12 °C ou à -15 °C (selon la région)
Prix de l'énergie du tarif DT au 1 ^{er} avril 2017	4,08 c/kWh	7,07 c/kWh
Système d'énergie à privilégier	Électricité	Autre

* Ce graphique est un outil éducatif du maout de 0,75 c/kWh établi d'après les prix en vigueur à Montréal avant la prise de l'effet 2016 à mars 2017.
 Source :
 Régie de l'énergie, Relevé hebdomadaire des prix du maout Régie, consulté le 6 mars 2017.

⁴⁰ HQD-15, document 13, page 12.

⁴¹ *Ibid.*, page 43.

De l'avis d'UC, il est peu probable que les clients étaient tous en mesure d'évaluer l'importance de la baisse de prix sachant d'emblée que des clients au tarif DT évaluent tout simplement mal ou pas du tout la rentabilité de fonctionner au tarif DT⁴². De tous les scénarios, le pire serait probablement qu'un client qui avait toutes les raisons de quitter le tarif, parce que non rentable pour lui, ait été séduit par l'annonce et renoncé à passer au tarif D.

Au lieu d'envoyer un dépliant avec de l'information générale qui en dit peu sur l'impact de la baisse des prix de l'énergie du tarif, il aurait été plutôt judicieux d'illustrer, pour chaque client, le gain additionnel possible en simulant le tarif DT au 1^{er} avril 2017 sur sa dernière consommation annuelle. Cette information aurait pu être fournie au client dans une lettre (ou courriel) personnalisée qui aurait précisé toutes les mises en garde nécessaires quant à l'évaluation du gain additionnel. Le traitement des quelque 100 000 clients aurait représenté une tâche comparable au calcul des remboursements aux clients de l'option de retrait⁴³ qui, selon le Distributeur, a pu se faire sans que cela soit au détriment d'autres activités. Le Distributeur aurait pu en outre profiter de l'occasion pour proposer judicieusement aux clients qui ne réalisent pas de gain en étant au tarif DT de passer au tarif D. Le maintien du parc biénergie est important, mais pas à n'importe quel prix. UC rappelle qu'au moins 11 % des clients au tarif DT sont pauvres.⁴⁴

Sans être en accord avec la stratégie du Distributeur de baisser le prix de l'énergie du tarif DT, mais pour maximiser si cela est possible les impacts de cette stratégie de rétention, UC recommande à la Régie (qu'elle accepte ou non la proposition du Distributeur de doubler le gain additionnel des clients au tarif DT) qu'elle demande au Distributeur de fournir aux clients du tarif DT l'information personnalisée leur indiquant, avec toutes les mises en garde nécessaires, le gain additionnel possible pour eux de la baisse des prix de l'énergie.

4.2 Imputation du manque à gagner

Si la Régie accueille la proposition du Distributeur, UC estime à près de 10 M\$ le manque à gagner de 2018 occasionné par les deux baisses successives des prix de l'énergie par rapport à un scénario de hausses des prix de l'énergie de 0,7 % pour 2017 et 1,1 % pour 2018 dont 4 M\$ pour la baisse de 2,5 % des prix de l'énergie de 2018⁴⁵ et environ l'équivalent pour la baisse de 2017 qui se répercute en 2018, le reste étant constitué de l'exemption des hausses de tarif de 2017 et 2018 pour cette clientèle. Même si l'intention sous-jacente aux rabais tarifaires octroyés aux clients biénergie est le maintien du parc biénergie dont profiteraient tous les clients, le Distributeur propose de récupérer auprès des autres clients domestiques seulement le manque à gagner résultant de cette proposition⁴⁶. **UC juge cette proposition**

⁴² R-3933-2015, C-UC-0009, page 33.

⁴³ Voir section 3.1.

⁴⁴ R-3933-2015, C-UC-0009, page 32.

⁴⁵ HQD-1, document 4, page 8, écart entre les revenus avant hausse (159 M\$) et après hausse (155 M\$) du tarif DT.

⁴⁶ HQD-13, document 2, page 46.

inéquitable et recommande d'emblée à la Régie, si elle devait approuver la proposition du Distributeur, d'en faire supporter le manque à gagner cumulatif par l'ensemble de la clientèle, comme c'est le cas pour les coûts des autres interventions en gestion de la demande⁴⁷.

4.3 Rentabilité du tarif DT : horizon et coûts évités de distribution

UC s'inquiète de voir les clients résidentiels, dont les plus démunis, assumer les frais d'une stratégie de maintien de parc biénergie dont la rentabilité pour le Distributeur est prise pour acquise. Pourtant, bonifier le gain d'un abonné au tarif DT qui envisageait de passer au tarif D est discutable dans un contexte de coûts évités en puissance très bas jusqu'en 2022-2023⁴⁸ et de fragilité de l'industrie du mazout. C'est la raison pour laquelle UC souhaite savoir si les diminutions des prix de l'énergie du tarif DT, celle consentie en 2017 puis celle envisagée pour 2018, qui se répercuteront chaque année, sont des investissements rentables pour les clients résidentiels qui en assument les coûts au profit de l'ensemble des clients du Distributeur.

UC propose d'évaluer la rentabilité de cette stratégie sur un horizon de 10 ans considérant l'effritement naturel du parc biénergie ainsi que la Politique énergétique du gouvernement qui prévoit de réduire d'ici 2030 de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés au Québec⁴⁹. À ce rythme, rien ne garantit que des distributeurs de mazout seront suffisamment nombreux, s'ils existent encore, pour alimenter les derniers clients biénergie. Rappelons que pour des raisons similaires le Distributeur préférerait jadis considérer un horizon de 10 ans pour ses analyses de rentabilité du tarif DT⁵⁰. Aujourd'hui, le Distributeur se ravise et préconise une analyse de rentabilité du tarif DT sur un horizon de 20 ans.⁵¹ UC peine à suivre la versatilité du Distributeur et juge plus pertinente à l'analyse de la proposition de sa stratégie au tarif DT une analyse sur 10 ans.

UC est également d'avis, étant donnée la preuve soumise par le Distributeur dans le dossier R-4000-2017 selon laquelle 110 MW de nouvelles charges de chauffage dans l'est du Québec ont un impact négligeable sur les réseaux de transport et de distribution, de questionner l'inclusion systématique de coûts évités de distribution dans l'analyse de rentabilité du tarif DT. UC écrivait à ce propos⁵² :

UC ajoute qu'à l'heure actuelle, des coûts évités de distribution et de transport sont pris en compte dans l'analyse de rentabilité du tarif biénergie DT⁵³ alors que l'effacement d'un client a vraisemblablement un impact marginal sur les réseaux de

⁴⁷ R-3980-2016, HQD-16, document 11, page 19.

⁴⁸ HQD-4, document 4, page 5.

⁴⁹ http://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030_FR.pdf

⁵⁰ R-3708-2009, HQD-13, Document 1.1, page 69.

⁵¹ HQD-15, document 13, page 15.

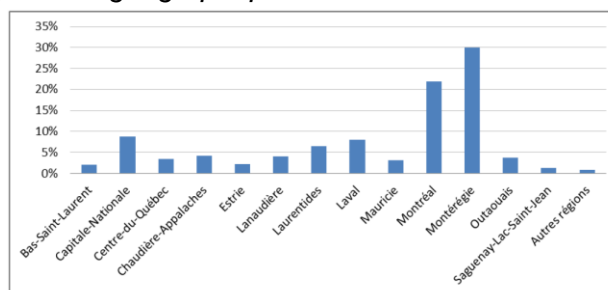
⁵² R-4000-2017, C-UC-0009, page 14.

⁵³ HQD-2, document 8, page 9. Voir également l'annexe 1.

transport et de distribution. Il en est probablement de même pour des segments géographiques complets de clients au tarif DT.

À ce sujet, la Figure 5 donne la répartition géographique des abonnements au tarif DT. On y voit que de nombreuses régions comptent vraiment peu de clients au tarif DT. Si, comme l'affirme le Distributeur, 110 MW de nouvelles charges dans l'est du Québec ont un impact négligeable sur les réseaux de transport et de distribution, que dire, par exemple, de l'impact des quelque 1 100 abonnés au tarif DT répartis sur le vaste territoire du Saguenay-Lac-Saint-Jean qui effacent 6,4 MW⁵⁴ ? Doit-on douter, du point de vue du Distributeur, de la rentabilité du tarif DT en région si les clients ont un impact marginal sur les coûts de transport et de distribution ?

Figure 5
Répartition géographique des abonnements au tarif DT



UC rappelle que l'analyse de rentabilité d'un client au tarif DT utilisée par le Distributeur concerne une maison située à Montréal⁵⁵. Quelle est la rentabilité d'un client situé en milieu rural ? Les données de la figure 5 de l'extrait ci-haut nous apprennent qu'un peu plus de 60 % des clients biénergie sont concentrés dans quelques régions densément peuplées (Capitale nationale, Laval, Montréal, Montérégie, par exemple) alors que les autres sont parsemés dans des régions moins densément peuplées. La rentabilité des uns est-elle la même que celle des autres ?

À titre illustratif, le Tableau 4 présente la rentabilité sur 10 ans d'un client biénergie qui ne permettrait pas d'éviter des coûts de distribution, étant donnée la proposition du Distributeur de bonifier et maintenir sur 10 ans la bonification annuelle total de quelque 100 \$ du gain par rapport au tarif D. Seul le client sans usage estival est rentable alors que cette bonification pour un abonné au tarif DT qui climatise et chauffe sa piscine entraîne une perte nette de 1 885 \$.

⁵⁴ Environ 1 % des abonnés 111 300 abonnés en 2017. R-3986-2016, HQD-3, document 3, page 4 avec un effacement moyen de 5,8 kW (voir annexe 1).

⁵⁵ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028/HQD_PresentationSeanceInfo_27mai2011.pdf, page 8.

Tableau 4
Rentabilité de client servant à calibrer le tarif DT (sans coût évité de distribution)⁵⁶

COÛTS ACTUALISÉS (\$2017) - HORIZON 10 ANS	Type de système biénergie		
	Air chaud	Air chaud avec climatisation	Air chaud avec climatisation et piscine chauffée
Rentabilité du Distributeur - effacement moyen	227 \$	-212 \$	-1 885 \$

UC considère que la question de la rentabilité des clients situés en région avec faible densité de population est suffisamment importante pour qu'elle soit approfondie et élucidée avant que la Régie n'accepte une seconde diminution de prix. **UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur tant que la démonstration de la rentabilité des quelque 40 % de clients situés dans des régions avec faible densité de population n'aura été démontrée.**

4.4 Conclusion et perspective d'avenir

UC est d'avis que la lutte contre l'effritement du parc biénergie ne doit pas éclipser le fait que des consommateurs perdent de l'argent en étant au tarif DT et doivent être incités à passer au tarif D, particulièrement ceux qui habitent dans des régions plus froides que Montréal où se trouvent le « cas type » utilisé par le Distributeur pour calibrer le tarif DT. Le fait qu'une portion importante des clients qui ont quitté le tarif DT depuis le 1^{er} avril 2017 avait perdu de l'argent en étant à ce tarif nous le rappelle. Il serait inéquitable qu'une offre qui pourrait sembler alléchante pour certains clients au tarif DT incite certains à demeurer au tarif DT alors que le choix rationnel serait de passer au tarif D. Il importe que les clients aient l'information la plus précise et pertinente pour prendre leur décision de rester ou non au tarif DT.

D'autre part, l'effritement du tarif biénergie ne semble pas lié uniquement au gain annuel. Le fait que des clients qui réalisaient des économies annuelles substantielles en étant au tarif DT quittent tout de même le tarif nous semble révélateur. Plusieurs raisons peuvent expliquer le passage au tarif D et il y a lieu de se demander s'il est possible de lutter contre un effritement naturel dont les origines sont multiples (perception du chauffage au mazout, crainte de fuite du réservoir, utilisation différente de l'espace occupé par le système...)

Mais plus encore il y a lieu de se questionner sur la rentabilité de la portion importante du parc biénergie située en région de faible densité de population. Est-il judicieux d'offrir à ces clients un avantage financier additionnel, payé par les autres clients, alors que cela pourrait ne pas être

⁵⁶ Sur la base du chiffrer fourni en réponse à la question 3.15 d'UC, HQD-15, document 13, horizon de 10 ans, sans coût évité de distribution, effacement moyen

rentable ? Plus encore, alors que le Distributeur envisage un programme de biénergie interruptible⁵⁷, il y a lieu de s'assurer dès maintenant que les intrants aux analyses de rentabilité capteront les réalités différentes en matière de coûts évités de distribution.

Quelle est la stratégie à long et moyen terme du Distributeur par rapport au tarif DT, quel est son plan d'action mise à part une gestion à la pièce sachant la disparition progressive et souvent annoncée des distributeurs de mazout et les objectifs de la Stratégie énergétique du gouvernement ? S'il s'agit de faire migrer éventuellement les clients actuels vers une option de gestion de la demande plus efficace qui limitera les impacts tarifaires indésirables, on peut déjà envisager la mise en place d'une période de transition offerte aux clients pour mitiger les chocs tarifaires. Le rabais additionnel aujourd'hui consenti et assumé par les clients résidentiels risque donc de perdurer de nombreuses années encore, voire des décennies. Voilà pourquoi UC recommande à la Régie, en absence d'une justification qui repose sur une analyse de rentabilité appropriée et une vision stratégique qui tiendra compte du déclin de l'industrie du mazout, de refuser la proposition du Distributeur de baisser les prix de l'énergie du tarif DT.

5 Interfinancement

Dans sa proposition tarifaire, le Distributeur suggère des hausses de tarifs quasi uniformes de 1,1% pour toutes les classes tarifaires sauf celle des Grands Industriels pour qui il suggère une hausse de 0,8%.

Or, si l'on regarde les hausses qui auraient lieu en fonction de la variation des coûts (voir Tableau 5), c'est plutôt une baisse de tarifs de 0,4% dont devrait bénéficier la clientèle domestique, alors que les Grands Industriels devraient faire face à une augmentation de 5,8%.

Tableau 5
Ajustements tarifaires⁵⁸

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	1,1%	5 323,3	85,4	-0,4%	5 242,2	84,1
Généraux	1,1%	4 250,7	123,9	1,6%	4 269,0	124,4
Tarif G	1,1%	1 017,7	120,4	0,4%	1 010,5	119,6
Tarif M	1,1%	2 693,2	130,5	1,2%	2 695,6	130,6
Tarif LG*	1,1%	539,8	103,4	5,6%	562,9	107,8
Grands industriels	0,8%	1 272,0	107,8	5,8%	1 334,8	113,1
Total	-	10 846,0	100,0		10 846,0	100,0

⁵⁷ HQD-10, document 1, page 12.

⁵⁸ HQD-12, document 3, page 15

Ainsi pour la clientèle domestique, l'actuelle proposition tarifaire va à l'encontre du principe de la causalité des coûts, et à l'encontre du principe d'interfinancement dont devrait bénéficier la clientèle domestique.

Le Distributeur n'a pas justifié pourquoi il ne proposait pas des hausses tarifaires basées sur la variation des coûts. Ceci est en contradiction avec la décision D-2007-12 de la Régie qui stipulait :

La Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs. Dans le contexte où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une catégorie de consommateurs à l'autre. (...)

Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie.

À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.⁵⁹ (nos soulignés)

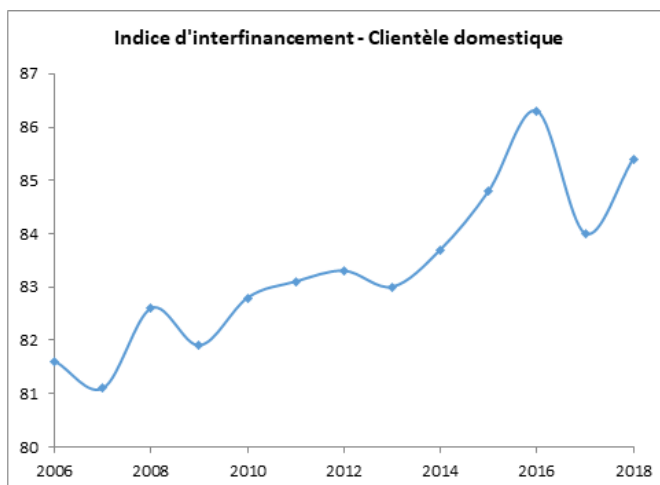
Ce choix non justifié vient pelleter plus de 80 M\$ dans la classe tarifaire domestique. Rappelons que depuis plusieurs années, la clientèle résidentielle a été victime d'une montée fulgurante du nombre de débranchements et a dû avoir recours à un nombre croissant d'ententes de paiement tel que documenté par UC⁶⁰.

Ces difficultés encourues par la clientèle domestique ne sont certainement pas étrangères à la dégradation de l'indice d'interfinancement depuis plus d'une dizaine d'années comme le démontre la Figure 4

⁵⁹ D-2007-12, page 93.

⁶⁰ R-3933-2015, pièce C-UC-0008, page 6.

Figure 4
Indice d'interfinancement – Clientèle domestique⁶¹



À cet effet, la Régie a statué dans sa décision D-2006-34 que la balise de référence pour la catégorie domestique est de 81⁶².

Ainsi, un ajustement tarifaire différencié selon la variation des coûts permettrait à l'indice d'interfinancement de retourner vers la balise plutôt que de s'en éloigner davantage.

Il est à noter qu'UC avait fait une telle suggestion⁶³ dans le dossier R-3933-2015. La Régie ne l'avait pas retenue notamment en raison de « la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L depuis 2013 »⁶⁴.

Or dans son récent « Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel » la Régie concluait plutôt que le Tarif L « (...) demeure toujours parmi les plus bas de la fourchette »⁶⁵ par rapport aux tarifs industriels offerts sur les marchés nord-américains et internationaux. Ainsi, les craintes exprimées par la Régie dans sa décision D-2016-033, ne semblent plus d'actualité.

En conséquence, UC recommande à la Régie de procéder à des ajustements tarifaires différenciés selon la variabilité des coûts.

⁶¹ 2006-2012 selon les hausses demandées, 2013-2017 selon les hausses approuvées, 2018 selon la hausse demandée.

⁶² D-2006-34, page 68.

⁶³ R-3933-2015, C-UC-0008, pages 22 et suivante.

⁶⁴ D-2016-033, [833].

⁶⁵ A-2017-01, page 64.

6 Suivi de la décision D-2017-118

Dans le dossier R-3964-2016 sur la révision des conditions de service de l'électricité, UC avait demandé à la Régie que soit prolongée la période de trêve hivernale durant laquelle le Distributeur ne peut procéder à une interruption de service aux fins de recouvrement. UC écrivait

Avec respect, alors que le Distributeur ne nous a pas encore démontré comment il gérait les interruptions de service lorsqu'il fait froid en dehors de la trêve hivernale, UC croit que les preuves avancées jusqu'ici sont suffisantes pour remettre en question la latitude qui est donnée au Distributeur, soient :

- *les risques sur la santé des personnes les plus vulnérables*
- *le nombre de jours avec température moyenne minimale inférieure à 0 °C*
- *la hausse importante du nombre d'interruptions de service*
- *l'utilisation de la fonction d'interruption à distance qui implique l'absence de visite terrain permettant de constater les conditions de vie des ménages*
- *les durées plus longues de la trêve hivernale constatées dans de nombreuses juridictions où il fait généralement moins froid qu'au Québec (provinces canadiennes, États-Unis, France, Grande-Bretagne)⁶⁶ (notes de bas de page omises)*

Toutefois, dans sa décision, la Régie indique que la preuve au dossier ne remet pas en cause la gestion responsable des interruptions de service en dehors de la période de non-interruption fixée par la Loi. La preuve ne démontre pas que cette période est inadéquate⁶⁷.

En prévision de la décision de la Régie, UC a entrepris auprès de ses membres, en octobre dernier, un recensement des cas de débranchement qui pourraient remettre en cause la gestion responsable des interruptions de service par le Distributeur en dehors de la trêve hivernale. Considérant que les interruptions se font jusqu'au 1^{er} décembre, il est évidemment impossible d'en compiler les résultats au moment du dépôt de ce mémoire. Ce recensement prendra fin au 1^{er} décembre et UC entend en présenter les résultats préliminaires avec témoin au soutien de sa demande de voir prolonger la durée de la trêve hivernale du 1^{er} novembre au 1^{er} avril qu'elle réitère conséquemment.

⁶⁶ R-3964-2016, C-UC-0013.

⁶⁷ D-2017-118, page 39.