

**Détermination par la Régie de l'énergie du taux
d'indexation du tarif L en vertu de
l'article 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec
applicable au 1^{er} avril 2021**

R-4134-2020

Commentaires de Union des consommateurs
à la Régie de l'énergie



28 janvier 2021

Mémoire publié par :



7000, avenue du Parc, bureau 201
Montréal (Québec) H3N 1X1
Téléphone : 514 521-6820
Sans frais : 1 888 521-6820
Télécopieur : 514 521-0736
info@uniondesconsommateurs.ca
www.uniondesconsommateurs.ca

Organismes membres d'Union des consommateurs :

ACEF Appalaches-Beauce-Etchemins
ACEF de l'Est de Montréal
ACEF de l'Île Jésus
ACEF du Grand-Portage
ACEF du Sud-Ouest de Montréal
ACEF du Nord de Montréal
ACEF Estrie
ACEF Lanaudière
ACEF Montérégie-est
ACEF Rive-Sud de Québec
Centre d'éducation financière EBO
CIBES de la Mauricie
SAC de la Mauricie
ACQC

Rédaction du mémoire

- Viviane de Tilly, Union des consommateurs

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe 14 groupes de défense des droits des consommateurs. La mission d'UC est de promouvoir et défendre les droits des 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 règlementaires, 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 Internet, la santé, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

© Union des consommateurs — 2021

Reproduction autorisée, à condition que la source soit mentionnée. Toute reproduction ou utilisation à des fins commerciales est strictement interdite.

Table des matières

UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU	2
TABLE DES MATIÈRES	3
1 INTRODUCTION	4
2 PROPOSITIONS DE LA RÉGIE	5
3 COMPÉTITIVITÉ DU TARIF L	13

Liste des tableaux

Tableau 1 Variations tarifaires	5
Tableau 2 « Répit » annuel consenti aux clients du Tarif L	8
Tableau 3 Ajustements tarifaires différenciés et calcul de l'interfinancement 2019	9
Tableau 4 Estimation de la hausse cumulative sans correction de l'interfinancement	11

Liste des figures

Figure 1 Comparaison des indices d'interfinancement 2006-2019 Tarifs domestiques et Grande puissance	6
Figure 2 Détérioration de l'interfinancement des tarifs domestiques	7
Figure 4 Indice comparatif des prix pour les clients de grande puissance	14
Figure 3 Facteurs pouvant influencer sur les décisions d'investissement	17

1 Introduction

Le 8 décembre 2019, la Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité est adoptée. Cette loi modifie grandement les pouvoirs de la Régie de l'énergie. Elle implique que les tarifs d'électricité seront fixés sur la base d'un examen des coûts de service tous les 5 ans à partir de 2025. Dans l'intervalle, en vertu de l'article 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec, tous les tarifs, sauf le tarif L, sont indexés de plein droit, au 1^{er} avril de chaque année, selon le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, sans les boissons alcoolisées, les produits du tabac et le cannabis récréatif, pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre de l'année qui précède celle pour laquelle ces prix doivent être indexés.

Les prix du tarif L, les crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension ou le rajustement pour pertes de transformation doivent être indexés, par un taux (Taux) en cas d'inflation ou un taux en cas de déflation qui permet le maintien de la compétitivité du tarif L, lequel est déterminé par la Régie de l'énergie au 1^{er} avril de chaque année. Ce taux est déterminé à partir des renseignements transmis à la Régie en vertu de l'article 75.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie ainsi que des renseignements et des documents communiqués lors de la fixation ou de la modification des tarifs auxquels l'électricité est distribuée prévue à l'article 48 de cette loi. Lorsqu'elle détermine le taux applicable, la Régie doit notamment tenir compte du principe d'interfinancement entre les tarifs.

Dans le présent dossier, la Régie doit déterminer le Taux, pour l'année 2021, afin de maintenir la compétitivité du tarif L et en tenant compte du principe d'interfinancement entre les tarifs, en conformité avec les dispositions applicables de la Loi et de la Loi sur Hydro-Québec.

Il importe de spécifier que le Taux qui sera déterminé par la Régie n'aura aucune incidence sur la hausse tarifaire des autres clientèles. En revanche, ce Taux doit être équitable pour les autres clientèles qui subiront une hausse de tarif 1,3 % sans aucune justification sérieuse.

2 Propositions de la Régie

Dans le présent dossier, la Régie doit déterminer le Taux, pour l'année 2021, afin de maintenir la compétitivité du tarif L¹ et en tenant compte du principe d'interfinancement entre les tarifs.

La Régie propose l'utilisation d'une moyenne historique du rapport entre la hausse annuelle du tarif L et celle des autres tarifs qui définirait le Taux applicable au 1^{er} avril 2021 sur la base des données du Tableau 1.

Tableau 1
Variations tarifaires²

Période d'application	Tarif	Hausse tarifaire	Rapport entre la hausse du tarif L et la hausse des autres tarifs
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	Tarifs autres que le tarif L	4,3 %	0,81
	Tarif L	3,5 %	
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 mars 2016	Tarifs autres que le tarif L	2,9 %	0,86
	Tarif L	2,5 %	
Du 1 ^{er} avril 2016 au 31 mars 2017	Tarifs autres que le tarif L	0,7 %	0,00
	Tarif L	0,0 %	
Du 1 ^{er} avril 2017 au 31 mars 2018	Tarifs autres que le tarif L	0,7 %	0,29
	Tarif L	0,2 %	
Du 1 ^{er} avril 2018 au 31 mars 2019	Tarifs autres que le tarif L	0,3 %	0,00
	Tarif L	0,0 %	
Du 1 ^{er} avril 2019 au 31 mars 2020	Tarifs autres que le tarif L	0,9 %	0,33
	Tarif L	0,3 %	

¹ Nous reviendrons sur ce sujet à la section suivante.

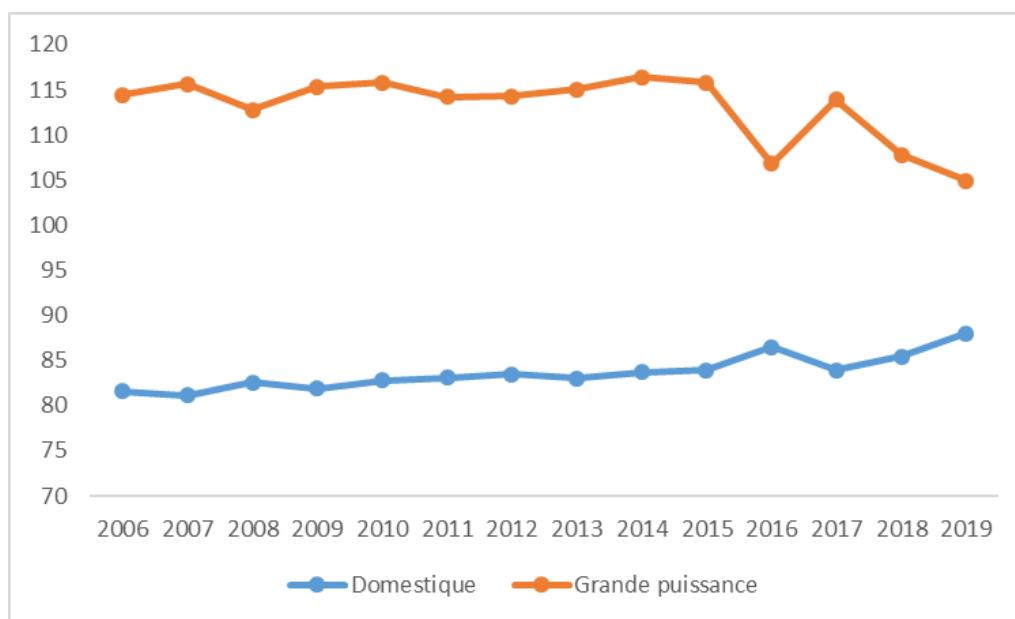
² A-0007, page 6.

Deux options sont proposées :

- Option 1 : période de six ans, comprise entre les années tarifaires 2014-2015 et 2019-2020 avec une moyenne de 0,38
- Option 2 : période de quatre ans, comprise entre les années tarifaires 2016-2017 et 2019-2020, excluant les deux années qui incorporent l'effet de l'électricité postpatrimoniale associée aux nouveaux blocs d'énergie éolienne, avec une moyenne de 0,16.

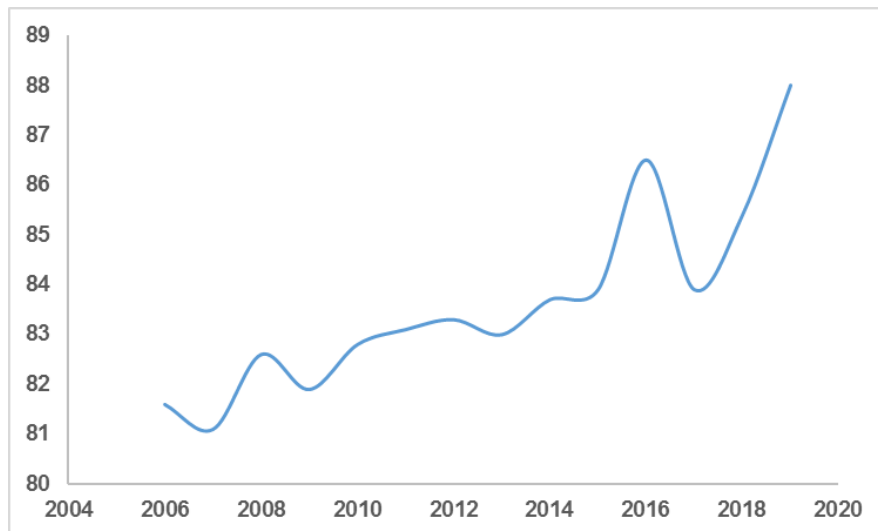
Nous rejetons d'emblée la proposition de la Régie de l'énergie. La proposition de déduire le Taux de moyennes historiques de ratios très volatils et sur de courtes périodes nous apparaît surprenante. Chaque année tarifaire comporte ses spécificités –changements de normes comptables, impacts législatifs, aléas de la demande, aléas économiques, sans compter que les hausses accordées par le passé, basées a priori sur une hausse uniforme des tarifs, ont permis une correction de l'interfinancement au profit des clients au tarif L. La Figure 1 démontre à ce propos les deux chutes vertigineuses de la courbe d'interfinancement du tarif L en 2016 et 2018, chute qui s'est poursuivie en 2019. La Figure 2 quant à elle, sur une échelle différente, met en relief l'érosion soutenue de l'interfinancement des tarifs domestiques.

Figure 1
Comparaison des indices d'interfinancement 2006-2019
Tarifs domestiques et Grande puissance³



³ R 3933-2015, C-UC-008, page 30 pour la période 2006-2016
R-3980-2016, HQD-14, document 2, page 8 pour l'année 2017

Figure 2
Détérioration de l'interfinancement des tarifs domestiques⁴



La proposition de la Régie est en outre de retenir un Taux qui refléterait, dans une certaine mesure, l'application des dispositions visant le répit d'indexation du coût de fourniture de l'énergie patrimoniale attribuée à la clientèle du tarif L⁵.

Le souci de la Régie de refléter le gel du coût de fourniture de l'énergie patrimoniale outrepassé selon nous les encadrements formulés à l'article 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec en ce qui concerne la fixation du Taux sans compter que prendre en compte implicitement ou explicitement un élément de coût de service pour déterminer le Taux est antinomique avec l'esprit du PL34 qui vise une simplification de la détermination des hausses tarifaires.

L'article 22.0.1.1 indique clairement que le Taux doit être fixé pour maintenir la compétitivité du tarif L et doit prendre en compte l'interfinancement. Si le législateur avait voulu que le gel du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale dont profitent les clients au tarif L soit pris en compte dans la fixation du Taux, il l'aurait vraisemblablement précisé dans le PL 34 étant donné l'importance que ce gel représente.

R-4011-2017, HQD-13, document 2, page 7 pour l'année 2018

R-9001-2019, HQD-2, document 1, page 10 pour l'année 2019

⁴ R 3933-2015, C-UC-008, page 30 pour la période 2006-2016

R-3980-2016, HQD-14, document 2, page 8 pour l'année 2017

R-4011-2017, HQD-13, document 2, page 7 pour l'année 2018

R-9001-2019, HQD-2, document 1, page 10 pour l'année 2019.

⁵ A-0007.

Rappelons que, comme le Tableau 2 l'illustre, le « répit » consenti aux clients du tarif L a déjà coûté, coûte et coûtera encore très cher aux autres clients même avec la mise en place du PL 34. Ce transfert aurait pu atteindre plus de 70 M\$ en 2021. Une projection illustrative de ce coût vers l'année 2025, en supposant que le tarif de l'électricité patrimoniale continue de progresser à l'inflation malgré l'absence de dossier tarifaire, laisse présager un transfert de plus de 130 M\$ de coûts d'approvisionnement vers les autres tarifs. Nous sommes d'avis que le gel du coût de l'électricité patrimoniale pour le tarif L —et surtout le transfert vers les autres tarifs des coûts de ce gel, aurait cessé d'être économiquement et politiquement soutenable à court terme. C'est peut-être ce que la Régie exprime lorsqu'elle utilise le terme « répit » pour parler du gel du coût de l'électricité patrimoniale pour le tarif L, terme qui nous a semblé a priori étonnant. Un répit est un arrêt momentané, une suspension de quelque chose de pénible et la Régie aurait compris que le gel aurait une fin prochaine.

Tableau 2
« Répit » annuel consenti aux clients du Tarif L⁶

	A	B	C	D = B * C	E	F = (D-C)*E/100
	Hausse annuelle du tarif patrimonial	Hausse cumulative du patrimonial	Coût du patrimonial Tarif L ¢/kWh	Coût du patrimonial Tarif L ¢/kWh (si indexé)	Consommation au Tarif L GWh	Répit annuel sur la croissance du coût annuel du patrimonial du Tarif L
	(1)		(2)		(2)	M\$
2014	1,6%	1,6%	2,40	2,44	27 673	11
2015	0,7%	2,4%	2,41	2,47	27 711	16
2016	1,5%	3,9%	2,39	2,48	26 047	24
2017	1,1%	5,0%	2,38	2,50	24 373	29
2018	0,6%	5,7%	2,39	2,53	23 279	32
2019	1,2%	7,0%	2,39	2,56	27 613	46
2020	1,6%	8,7%	2,39	2,60	27 613	57
2021	2,2%	11,1%	2,39	2,65	27 613	73
2022	2,0%	13,3%	2,39	2,71	27 613	88
2023	2,0%	15,6%	2,39	2,76	27 613	103
2024	2,0%	17,9%	2,39	2,82	27 613	118
2025	2,0%	20,2%	2,39	2,87	27 613	134

(1) Décret concernant le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs requis pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale sauf pour 2020, 2021 calculs d'UC à partir des indices d'ensemble des prix à la consommation (IPC), hypothèse de 2 % jusqu'à 2025
 (2) R-3814-2012, HQD-10, Document 3, page 16
 R-3854-2013, HQD-11, document 4, page 16
 R-3905-2014, HQD-12, document 3, page 16
 R-3933-2015, HQD-12, document 3, page 16
 R-3980-2016, HQD-12, document 3, page 16
 R-4011-2017, HQD-12, document 3, révision : 2017-10-24, page 16
 R-4057-2018, HQD-13, document 1, révisé : 2018-09-04 Page 66
 - Hypothèses pour 2020 et 2021 :
 Colonne C : fixe à 2,39 ¢/kWh stable jusqu'en 2025
 Colonne E : ventes réalisées au Tarif L en 2019 selon R-9001-2020, page 6

⁶ Estimation illustrative et théorique en ce qui concerne les années 2020 et suivantes.

Cependant, les hausses tarifaires depuis 2014 qui favorisent les clients au tarif L ne sont pas uniquement le fait du gel du tarif de l'électricité patrimonial. La chute de l'indice d'interfinancement (voir la Figure 1) révèle plutôt que des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux, des coûts de transport et des coûts de distribution des clients au tarif L sont refileés aux autres catégories tarifaires⁷.

Par exemple, le Tableau 3 présente par catégorie tarifaire, les revenus prévus avant et après la hausse tarifaire de 2019. Si la hausse tarifaire proposée avait reflété la hausse des coûts de service des clients au tarif L —coût de service qui intègre a priori le gel du coût de l'électricité patrimonial donc le coût de 2014⁸, elle aurait généré des revenus de 1 356,7 M\$. Avec une hausse uniforme, ces revenus baissent à 1 322,2 M\$. Nous comprenons que, selon cette proposition, non seulement le tarif L aurait évité 46 M\$ grâce au gel cumulé du tarif de l'électricité patrimoniale (Tableau 2) mais elle permettait de refileer 34 M\$⁹ aux autres catégories tarifaires.

Tableau 3
Ajustements tarifaires différenciés et calcul de l'interfinancement 2019¹⁰

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 154,8	6 219,3	5 281,2	5 364,5	(14,2)	(9,4)	65 421	66 531
Généraux	3 382,5	3 549,0	4 187,5	4 279,4	(8,4)	(4,1)	50 980	52 467
Tarif G ¹	828,6	855,3	1 001,5	1 016,5	(2,4)	(1,2)	9 837	9 931
Tarif M ¹	2 036,1	2 117,9	2 650,4	2 684,5	(4,4)	(2,2)	31 931	32 414
Tarif LG ²	517,8	575,8	535,6	578,5	(1,6)	(0,8)	9 213	10 122
Grands industriels	1 170,3	1 265,8	1 261,9	1 319,3	(0,6)	(0,0)	25 657	26 940
Total	10 707,5	11 034,0	10 730,6	10 963,2	(23,2)	(13,6)	142 058	145 938

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
Domestiques	104,4	(39,9)	64,5	89,4	(1,3)	88,1	(23,6)
Généraux	89,8	76,7	166,5	102,3	(6,2)	96,1	70,4
Tarif G	7,9	18,8	26,7	9,6	6,5	16,1	10,6
Tarif M	30,8	51,0	81,8	40,0	(3,7)	36,3	45,5
Tarif LG	51,1	6,9	58,0	52,7	(9,0)	43,7	14,3
Grands industriels	58,5	36,9	95,4	63,1	(5,1)	58,0	37,4
Total	252,8	73,6	326,5	254,8	(12,5)	242,2	84,3

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	0,8%	5 409,8	86,9	-0,4%	5 340,9	85,8
Généraux	0,8%	4 315,5	121,5	1,6%	4 349,8	122,4
Tarif G	0,8%	1 025,1	119,7	1,0%	1 027,1	119,9
Tarif M	0,7%	2 703,9	127,5	1,7%	2 729,9	128,7
Tarif LG ⁴	0,8%	586,6	101,7	2,5%	592,8	102,8
Grands industriels	0,2%	1 322,2	104,3	2,8%	1 356,7	107,1
Total	-	11 047,4	100,0	-	11 047,4	100,0

⁷ Ou encore que le tarif L profite de gains d'efficacité qui ne sont pas associés à sa desserte.

⁸ R-4057-2018, HQD-13, document 1, Révisé : 2018-09-04, page 66.

⁹ Soit 1 356,7 M\$- 1 322,2 M\$.

¹⁰ R-4057-2018, HQD-13, document 1, Révisé : 2018-09-04, page 65.

Nous croyons donc que dans l'exercice de détermination du Taux, le passé ne peut et ne doit pas être garant de l'avenir. Si la Régie déterminait un Taux basé sur un historique qui a permis au tarif L d'améliorer considérablement son indice d'interfinancement, elle démontrerait explicitement une volonté d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs au profit du tarif L, ce qui contreviendrait à l'esprit et à la lettre du 4^e aliéna de l'article 52.1¹¹.

Cependant, si la Régie persistait à utiliser sa propre méthode d'analyse des hausses tarifaires sur une base historique, nous recommandons que le Taux soit calculé à partir d'une moyenne tronquée des ratios sur l'horizon 2014-2015 à 2019-2020 c'est-à-dire en excluant les valeurs extrêmes de la série¹². Cette moyenne tronquée (48 %) permettrait entre autres de ne pas prendre en compte les deux années de gel tarifaire qui impliquaient une correction phénoménale et ponctuelle de l'interfinancement, au bénéfice des clients du tarif L, comme la Figure 1 l'illustre. **Selon cette proposition la hausse du tarif L au 1^{er} avril 2021 serait de 0,62 %¹³.**

Nous tenons cependant à rappeler à la Régie que la méthode utilisée pour déterminer le Taux dans la version initiale du PL34 reposait elle aussi sur une analyse historique des hausses tarifaires comme en témoignent les extraits suivants des travaux parlementaires.

Maintenant, pour le tarif L, sur base historique, encore une fois, on a regardé l'évolution du tarif L et l'évolution du tarif régulier. C'est 65 %, un par rapport à l'autre, l'évolution. Donc, on a dit : Bon, si on fait évoluer momentanément, sur une période à l'inflation, le tarif, on va faire évoluer à 65 %... tarif de l'inflation¹⁴.

Vous n'êtes pas loin de la compréhension de l'explication que je vais fournir, c'est-à-dire qu'effectivement, on a regardé sur base historique. Ça veut que la régie, quand elle vient fixer les tarifs, à titre d'exemple : en 2014, le tarif L, 3,5 %, les autres tarifs, 4,3 %; en 2015, le tarif L, 2,5 %, les autres tarifs, 2,9 %; en 2016, 0,70 %; 2017, 0,20 %, 0,70 %; 2018, 0,30 %; 2019, 0,30 %, 0,90 %. Donc, il y a toujours, en réalité, un écart. Quand on a pris le cumulatif de ces années-là, de ces six dernières années là : la hausse cumulative du tarif L, 6,6 %; la hausse cumulative des autres clientèles, 10,1 %.

Alors, nous autres, on s'est dit : Sur la base, en fin de compte, d'un intervalle de cinq ans de la hausse tarifaire qui est fixée à l'inflation, sur cette base-là de

¹¹ La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs

¹² Soit 86 %, 0 % et 0 %.

¹³ Soit 1,3 % * 0,48.

¹⁴ **ASSEMBLÉE NATIONALE DU QUÉBEC**, Journal des débats de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, le mercredi 23 octobre 2019 - Vol. 45 N° 16 [En ligne] <http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/capern-42-1/journal-debats/CAPERN-191023.html>

cinq ans, on va le fixer à 65 % de l'inflation qui est le corolaire des six dernières années. Naturellement, à la cause tarifaire après cinq ans, il y aura ajustement spécifique du tarif L¹⁵. (notre souligné)

La méthode historique utilisée par le gouvernement avec les mêmes données et sur la même période que la Régie arrivait pourtant à la conclusion que le tarif L avait connu une hausse cumulative égale à 65 % de la hausse cumulative des autres tarifs. Cette conclusion permettait au gouvernement de conclure que si les prochaines hausses étaient à l'inflation, le tarif L devait croître à 65 % de l'inflation.

Or, comme nous le rappelons, au-delà du gel du tarif patrimonial, les hausses historiques ont nettement avantagé le tarif L. Le Tableau 4 démontre que sans correction de l'interfinancement, la hausse cumulative du tarif L aurait pu être de l'ordre de 11 %. Pour obtenir cette estimation, le rapport de 68 % entre la hausse cumulative réelle et la hausse cumulative proposée par le Distributeur (qui implique annuellement sauf pour 2017, des transferts de coûts du tarif L vers les autres catégories tarifaires) est appliqué sur la hausse cumulative proposée qui reflétait la variation des coûts (qui sont toujours calculés sur la base du gel du tarif patrimonial). Autrement dit, une hausse cumulative de 11 % aurait quand même reflété l'avantage conféré par le gel du tarif patrimonial.

Tableau 4
Estimation de la hausse cumulative sans correction de l'interfinancement

		Hausses uniformes	Reflète de la variation des coûts
	R-3854-2013, HQD-11, doc 4, page 15	2,60%	2,80%
	R-3905-2014, HQD-12, doc 3, page 15	3,50%	3,10%
	R-3933-2015, HQD12, doc 3 page 15	1,20%	6,30%
	R-3980-2016, HQD-12, doc 3, page 15	1,10%	-5,20%
	R-4011-2017, HQD-12, doc 3 (révisé), page 15	0,80%	5,80%
	R-4057-2018, HQD-13, doc 1 (révisé) page 65	0,20%	2,80%
A	Hausse cumulative proposée	9,74%	16,16%
B	Hausse cumulative réelle	6,60%	11,0%
C= B/A	Ratio hausse cumulative réel/ hausse cumulative proposée	68%	68%

¹⁵ **ASSEMBLÉE NATIONALE DU QUÉBEC**, Journal des débats de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, le mardi 5 novembre 2019 - Vol. 45 N° 23.
[En ligne] <http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/capern-42-1/journal-debats/CAPERN-191105.html>

La hausse cumulative des autres clientèles sur la période 2014-2019 qui n'aurait reflété que la hausse de leurs propres coûts aurait été nettement inférieure à 10,1 %. Ce faisant, le ratio entre la hausse cumulative du tarif L et celle des autres tarifs— les deux reflétant les véritables croissances du coût de service, aurait été supérieur à 1 et donc fort loin de 65 %, et ce, même si ce calcul tient compte explicitement du gel du tarif de l'électricité patrimoniale pour le tarif L.

La Régie indique dans sa proposition

[18] Par ailleurs, la Régie note que l'approche suggérée par le gouvernement du Québec dans la version originale du Projet de loi no 34, qui a fait l'objet de débats en commission parlementaire et qui, par la suite, a été remplacée par l'approche adoptée par le législateur par la sanction de la Loi sur la simplification, était de recourir à un taux fixe de 0,65 qui aurait été appliqué de plein droit tous les ans où l'annexe I aurait été indexée.

[19] Bien que le législateur n'ait pas favorisé cette approche, au profit d'un examen menant à la détermination du Taux par la Régie, une troisième option pourrait consister à fixer le Taux à 0,65. La Régie demande donc au Distributeur et aux personnes intéressées de soumettre leurs commentaires à l'égard de cette approche alternative¹⁶.

On comprend, étant donnés les résultats présentés au Tableau 4, que le ratio de 65 % déterminé dans la première mouture du PL 34 ne tient tout simplement pas la route s'il s'agit d'établir une juste hausse du tarif L. Ce ratio perpétue une iniquité historique. **Pour ne pas reproduire cette iniquité, nous recommandons à la Régie que le Taux soit de 100 % et que la hausse au 1^{er} avril 2021 du tarif L soit de 1,3 %. Ce Taux traduit le fait que la juste hausse cumulative du tarif L aurait dû avoisiner 11 % et que la juste hausse cumulative des autres tarifs aurait dû être inférieure à 10 %.**

Subsidiairement, si la Régie persiste à déterminer le Taux sur la base de données historiques qui reflètent la correction de l'interfinancement en faveur du tarif L, nous lui recommandons d'utiliser, tout comme le gouvernement l'a fait au moment de la rédaction du PL 34, une comparaison des hausses cumulatives du tarif L et des autres tarifs, et de fixer le Taux à 65 %. La hausse au 1^{er} avril 2021 du tarif L serait alors de 0,84 %.

¹⁶ A-0007, page 8.

3 Compétitivité du tarif L¹⁷

L'article 22.0.1.1 indique à la Régie que lorsqu'elle détermine le Taux, elle doit s'assurer du maintien de la compétitivité du tarif L. Nous notons que la version originale du PL 34 ne fait aucunement mention de ses impacts sur la compétitivité du tarif L. Ce n'est qu'à la suite de la commission parlementaire que cet enjeu a été considéré puis inscrit à l'article 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec. Nous démontrerons dans cette section que la compétitivité du tarif L ne serait pas affectée par une hausse de 1,3 % au 1^{er} avril 2021.

Dans le cadre du dossier R-3972-2016 (*Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*) la Régie a fait appel à de nombreux experts pour alimenter sa réflexion.

L'expert choisi par la Régie pour analyser la compétitivité des tarifs industriels d'électricité au Québec dans certains secteurs soumis à la concurrence internationale rapporte alors que le tarif de grande puissance du Québec (tarif L) est le plus compétitif après celui de la Norvège en plus d'afficher une croissance stable et inférieure à celle des autres juridictions (sauf la Norvège). Cette croissance stable offre une bonne prévisibilité des tarifs, ce qui devrait réduire les risques opérationnels des investisseurs¹⁸.

Rien ne nous laisse supposer que les conclusions de l'expert seraient aujourd'hui significativement différentes d'autant plus que le tarif L n'a subi, au cours des 4 dernières années, qu'une hausse cumulative de 0,5 %¹⁹. Au-delà des balisages et analyses, la saga récente des tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (dossier R-4045-2018), où le Distributeur a soudainement fait face à des demandes d'alimentation totalisant 18 000 MW dont la très grande majorité était de plus de 5 MW²⁰, témoigne des prix avantageux et du pouvoir d'attraction du tarif LG pourtant supérieur au tarif L. La Figure 3 démontre également la position concurrentielle enviable du tarif L pour les grandes entreprises et la marge de manœuvre importante dont dispose la Régie pour l'augmenter.

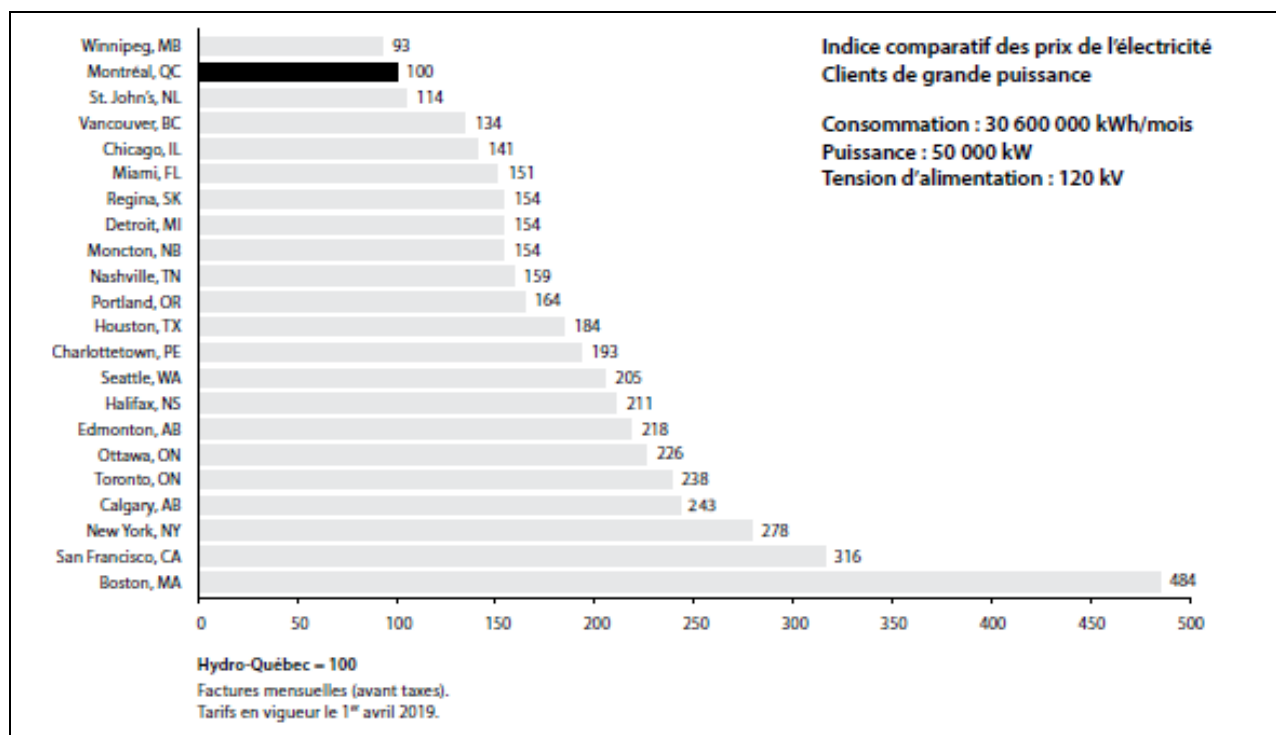
¹⁷ Cette section reprend certaines parties de la section 3.1 du mémoire déposé par UC dans le cadre du dossier R-3972-2016 pièce C-UC-0003.

¹⁸ R-3972-2016, A-0009, page iii.

¹⁹ 0,2 % en 2017, gel en 2018, 0,3 % en 2019 et gel en 2020.

²⁰ R-4045-2018 phase 1, HQD-1 doc. 6 page 3.

Figure 3
Indice comparatif des prix pour les clients de grande puissance²¹



Le balisage réalisé en 2016 par l'expert retenu par la Régie comportait cependant d'importantes limites.

Les tarifs d'électricité des grands industriels à travers le monde ne sont pas toujours publics.

L'information des tarifs industriels appropriés pour chaque sous-secteur économique s'est avérée difficile à obtenir en raison de l'accès à l'information, la langue, le caractère confidentiel de certaines ententes d'approvisionnement et le fait que certaines entreprises produisent elles-mêmes leur électricité. Certaines hypothèses ont donc été formulées afin de faire une analyse comparative. Les résultats de la présente analyse doivent donc être mis en relief avec les points suivants :

- *Les ententes des grands consommateurs sont souvent de nature confidentielle et stratégique pour les juridictions désirant maintenir ou attirer les entreprises privées.*
- *Les grands consommateurs produisent eux-mêmes l'électricité et bénéficient de tarifs préférentiels sur l'énergie primaire servant à produire l'électricité. Puisque les coûts de production sont confidentiels, les tarifs de réseaux ont été utilisés selon*

²¹ A-0006, page 16.

l'hypothèse que ces derniers sont représentatifs des coûts de production pour des centrales dédiées.

- *Les coûts de production nivelés ont été utilisés pour estimer les coûts des autoproducteurs. Des estimations de coût d'énergie primaire équivalente au coût du marché de chaque juridiction ont été utilisées. Les entreprises pourraient avoir accès à de l'énergie primaire à un coût différent.*
- *Les grands consommateurs des sous-secteurs économiques à l'étude ont des profils de consommation qui dépassent les seuils de consommation prévus dans les grilles tarifaires, et ce, même en Amérique du Nord. Leurs ententes sont souvent spéciales et confidentielles.*
- *Seuls les tarifs de consommation stable ont été considérés. Certains tarifs industriels nord-américains pourraient s'avérer plus compétitifs que les tarifs québécois notamment grâce à des tarifs ou des options de gestion de la demande.*
- *Les facteurs d'utilisation et l'efficacité de la production en kilowattheure par tonne (kWh/t) des profils types étudiés sont estimés à partir de divers rapports et sont considérés similaires peu importe la taille de l'usine.*
- *Lorsque les grilles tarifaires n'étaient pas disponibles, les données obtenues à partir d'analyses, d'articles de journaux et de divers rapports ont été utilisées. Les analyses qui découlent de ces informations sont donc moins précises que celles découlant des grilles tarifaires officielles.*
- *Aucune taxe n'a été appliquée sur les tarifs, outre les coûts de programmes et les cavaliers tarifaires s'ils étaient détaillés. Aucune taxe ni surcoût n'a été appliqué aux tarifs moyens.*
- *Les aspects de stabilité politique, de la compétence et des coûts de la main-d'œuvre, d'accès aux capitaux, du prix des produits finis, des taux de change (sur l'ensemble de l'entreprise), de la proximité avec les marchés desservis, des réglementations, de la fiscalité et bien d'autres n'ont pas été pris en compte dans l'évaluation de la compétitivité du Québec.*
- *Bien que le balisage dans une juridiction se concentre sur un sous-secteur économique particulier, il est présumé que les conclusions sont applicables pour les autres sous-secteurs²².*

En fait, les limites énoncées étaient tellement nombreuses qu'on peut se questionner sur l'utilité réelle du balisage réalisé en 2016 sinon pour mettre en lumière le fait que les prix payés par les grands industriels pour leur électricité sortent du domaine public et relèvent généralement du lobbying, des stratégies nationales ou locales de développement industriel, de la politique nationale²³ voire de la diplomatie internationale et... cet univers échappe à la juridiction de la Régie.

²² R-3972-2016, A-0009, page 83.

²³ Le vote électoral des régions ressources du Québec compte vraisemblablement dans la balance lorsqu'il s'agit d'accorder des avantages financiers aux entreprises.

En outre, et comme l'expert le mentionnait, le prix de l'énergie n'est pas le seul facteur pris en compte par une entreprise dans sa décision d'investir dans un pays ou un autre.

En réalité, l'attractivité économique d'une juridiction dépend d'un large éventail de paramètres. Les décisions d'affaires se prennent sur la rentabilité globale d'un projet et non uniquement sur les tarifs électriques, et ce, même si l'électricité de certaines entreprises en est la principale dépense. Dans les faits, l'attractivité dépend de l'accès à la matière première et à une main-d'œuvre qualifiée, le coût de la main-d'œuvre, le fardeau fiscal et les programmes de mesures incitatives, les tarifs énergétiques (incluant la variation du coût des combustibles fossiles tels que le pétrole et le charbon), l'image de marque, la proximité avec les marchés desservis, les risques politiques et économiques, la demande et les prix des produits finis, la variation des taux de change entre les économies et bien d'autres facteurs²⁴.

Le Distributeur abondait d'ailleurs dans le même sens.

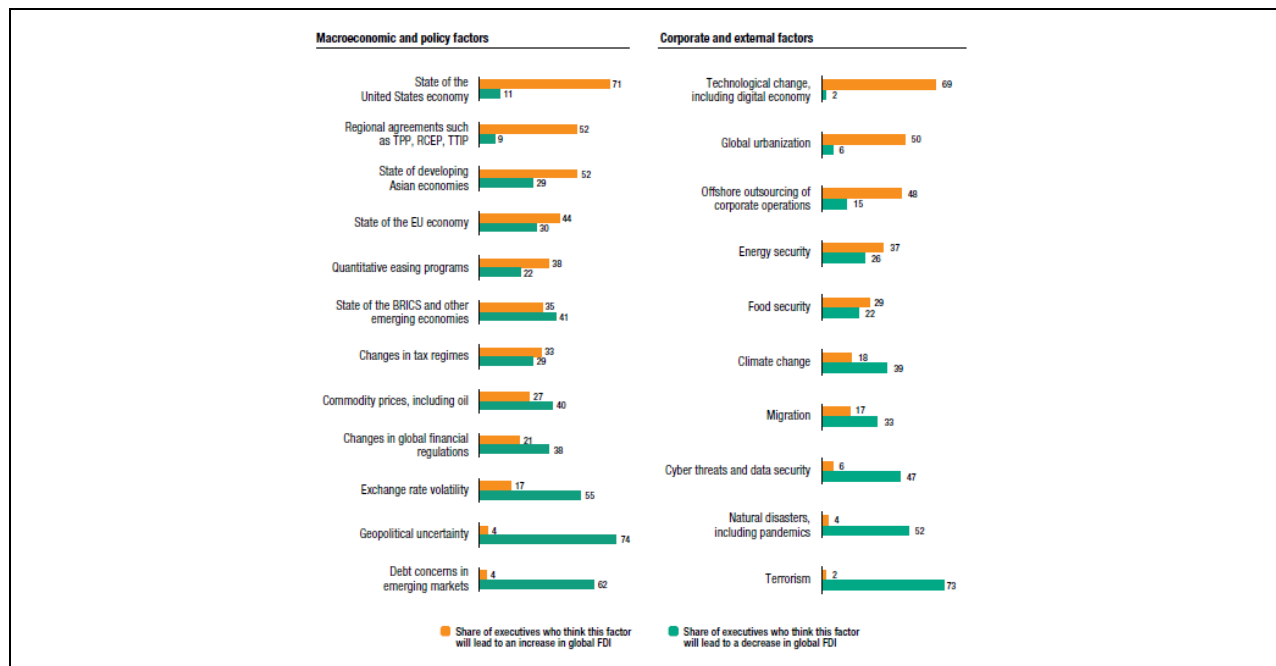
La mesure de la position concurrentielle d'une juridiction ne se limite pas à une seule composante de la structure de coûts. D'autres facteurs, qui varient selon le secteur, doivent être pris en compte. Ainsi, la proximité de leurs clients, les exigences légales, fiscales et environnementales, la proximité de la ressource, la formation et le coût de la main-d'œuvre ainsi que la qualité des infrastructures (voies de communication et de transport) sont autant de facteurs susceptibles d'influencer la prise de décision des clients industriels. Le Distributeur n'a pas d'emprise sur ces facteurs.²⁵

La Figure 4 donne à ce propos un aperçu des nombreux facteurs susceptibles d'influer de façon sur l'ampleur des investissements mondiaux.

²⁴ R-3972-2016, A-0009, page 1.

²⁵ R-3972-2016, C-HQD-0004, page 57.

Figure 4
Facteurs pouvant influencer sur les décisions d'investissement²⁶



Le niveau des prix de l'énergie n'est donc qu'une composante d'un ensemble complexe de critères d'investissement. Les tarifs d'électricité ne peuvent, par exemple, lutter seuls contre une inertie mondiale ou encore la propension que pourraient avoir les entreprises à thésauriser leurs ressources.

Nous invitons également à la Régie à considérer que la mouture initiale du PL 34 prévoyant une hausse tarifaire du tarif L à 65 % du taux d'inflation n'a pas été écrite à la légère. Une analyse prévisionnelle a sûrement été réalisée pour s'assurer que les futures hausses n'affecteraient pas la compétitivité du tarif L. Le Distributeur utilisant généralement une inflation annuelle de 2 % dans l'ensemble de ses analyses économiques, nous pouvons déduire que le Distributeur et le gouvernement jugeaient que le tarif L pouvait assumer sans difficulté une hausse annuelle de 1,3 % (0,65*2 %) pour chacune des années d'ici 2025 sans que cela n'affecte sa compétitivité.

En conséquence, et compte tenu de la position concurrentielle enviable du tarif L, nous soumettons à la Régie qu'un Taux de 100 % menant à une hausse tarifaire de 1,3 % au 1^{er} avril 2021 n'affecterait pas la compétitivité du tarif L.

²⁶ CONFÉRENCE DES NATIONS UNIES SUR LE COMMERCE ET LE DÉVELOPPEMENT, *World Investment report : Investor nationality : Policy challenges 2016*, juin 2016, page 25.

[En ligne] https://unctad.org/system/files/official-document/wir2016_en.pdf (consulté le 27 janvier 2021).