

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-4134-2020

**HQD - DÉTERMINATION PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU TAUX D'INDEXATION
APPLICABLE AUX PRIX DU TARIF L EN VERTU DE L'ARTICLE 22.0.1.1 DE LA LOI
SUR HYDRO-QUÉBEC POUR LE 1^{ER} AVRIL 2021**

**ANALYSE DE
L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ (« AQCIÉ »)**

Montréal, le 28 janvier 2021

1. Présentation de l'AQCIE et de ses entreprises industrielles membres

Fondée en 1981, l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (ci-après, AQCIE) représente les plus importants consommateurs d'électricité à des fins industrielles. Ces entreprises sont actives dans plusieurs secteurs de l'économie québécoise, dont l'agroalimentaire, l'aluminium, l'acier, la pétrochimie, les pâtes et papiers, la première transformation d'autres métaux, les produits chimiques et les produits minéraux non métalliques. L'AQCIE porte donc la voix des industriels québécois quant aux enjeux en matière d'électricité.

Présentes dans toutes les régions du Québec, dont elles sont souvent le principal moteur de développement socio-économique, ces entreprises génèrent des dizaines de milliers d'emplois durables parmi les mieux rémunérés du secteur industriel. Une étude réalisée en 2012 par E&B DATA¹ concluait que les entreprises grandes consommatrices d'électricité (ci-après, GCE) employaient directement plus de 83 000 Québécois, sans compter le maintien et la création d'emplois chez des milliers de fournisseurs de biens et services.

Les industries dont les intérêts sont défendus par l'AQCIE consomment plus du tiers de l'électricité vendue par Hydro-Québec Distribution (ci-après, HQD). Dans un de ses rapports soumis à la Régie de l'énergie, HQD mentionnait que :

« L'ensemble de la clientèle bénéficie du maintien de la compétitivité des prix payés par les clients industriels, tant du point de vue du partage des coûts fixes que des retombées économiques.² »

Pour appuyer ses propos, HQD précisait que 12 % de ses revenus (1,4 G\$) proviennent des 140 clients au Tarif L et 5,4 % (628 M\$) de ses 4 000 clients industriels du Tarif M.³

De concert avec les entreprises qu'elle représente, dont plusieurs sont des GCE, l'AQCIE travaille à l'instauration de conditions propices à l'essor industriel du Québec et à la création de richesses dont tous les Québécois bénéficient.

C'est dans ce contexte que l'AQCIE participe au présent dossier afin de maintenir la position concurrentielle du Québec en conservant un tarif L compétitif pour favoriser le maintien et même la croissance de l'activité industrielle du Québec.

En conformité avec les demandes de la Régie de l'énergie exprimées dans la décision D-2020-176, l'AQCIE souhaite soumettre dans le présent document des commentaires et recommandations relatifs au taux d'indexation applicable aux prix du tarif L à compter du 1^{er} avril 2021.

2. La législation en cause

L'article 22.0.1.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* prévoit l'indexation annuelle des prix des tarifs de distribution d'électricité selon deux taux, l'un applicable à l'ensemble des prix sauf ceux du tarif L, l'autre applicable aux prix du tarif L

La Régie résume certaines des dispositions pertinentes aux paragraphes 3 et 4 de la décision D-2020-176 :

¹ Contribution économique des entreprises grandes consommatrices d'électricité au Québec.

² Rapport d'HQD soumis à la Régie de l'énergie dans le dossier R-3972-2016, 20 décembre 2016, (ci-après, Rapport HQD), page 11.

³ Ibid., pages 44 et 45.

« [3] Selon cette disposition de la Loi sur Hydro-Québec, à l'exception des prix du tarif L, les prix des tarifs prévus à son annexe I sont indexés de plein droit, au 1er 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. »

(Nous référerons à ce taux comme étant le « taux d'indexation de base ».)

[4] En ce qui a trait au tarif L, les prix sont indexés selon une formule par laquelle la Régie détermine annuellement le taux applicable au taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre de l'année qui précède celle pour laquelle les prix du tarif L doivent être indexés [soit 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] (le Taux). »

(Nous référerons à ce taux comme étant le « Taux multiplicateur ».)

Ajoutons que le Taux multiplicateur applicable, le cas échéant, au taux d'indexation de base, en cas d'inflation ou en cas de déflation, doit permettre le maintien de la compétitivité du tarif L et que, lorsqu'elle détermine le Taux, la Régie doit notamment tenir compte du principe d'interfinancement entre les tarifs.

Il résulte de l'ensemble de ces dispositions que la détermination du taux d'indexation applicable aux prix du tarif L nécessite deux étapes :

- 1) La Régie doit d'abord constater le taux d'indexation de base applicable à l'ensemble des prix prévus à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec à l'égard des tarifs autres que le tarif L;
- 2) La Régie doit ensuite déterminer, le cas échéant, le Taux multiplicateur applicable à ce taux d'indexation de base.

2.1. Le taux d'indexation de base applicable aux prix des autres tarifs

Le taux d'indexation global du Tarif L étant présenté à l'article 22.0.1.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* comme le résultat d'une formule qui utilise comme point de départ le taux d'indexation de base applicable pour tous les autres tarifs prévus à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*, il est primordial de s'assurer de la justesse du taux d'indexation de base qu'Hydro-Québec a l'intention d'appliquer pour les autres tarifs de l'annexe I à compter du 1^{er} avril 2021.

Tel que la Régie le rapporte au paragraphe 28 de sa décision procédurale D-2020-176, Hydro-Québec a annoncé qu'elle utiliserait un taux de 1,3% comme taux d'indexation des tarifs autres que le tarif L. Afin de valider ce calcul, la Régie a exigé que le Distributeur dépose ses sources primaires de données ainsi que les calculs menant à ce taux de 1,3%.

Le Distributeur a donc produit un complément de preuve le 6 janvier 2021. Afin d'étayer son calcul produisant un taux d'indexation de base de 1,3%, le Distributeur a produit un tableau montrant les indices mensuels du mois d'octobre 2018 au mois de septembre 2020 (page 6 de HQD-1, document 1, soit C-HQD-006).

Les indices mensuels présentés sont ceux de l'indice des prix à la consommation pour le Québec, excluant les boissons alcoolisées, les produits du tabac et articles pour fumeurs et le cannabis récréatif.

À partir des données produites par le Distributeur à son tableau 1 de la pièce C-HQD-006, on constate que « *la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble pour le Québec (...) pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre* » 2020 a été **NULLE**, les indices d'octobre 2019 et de septembre 2020 étant tous deux de 131,3.

Comme nous le verrons, ce résultat correspond d'ailleurs bien plus à la réalité économique vécue depuis la pandémie, soit depuis mars 2020. À titre d'exemple, les chiffres mêmes du Distributeur montrent qu'il y a eu déflation en avril et mai 2020.

En noyant les effets économiques graves de la pandémie ayant cours depuis mars 2020 par un calcul (non prévu dans le texte de la législation applicable) allant chercher des données jusqu'à septembre 2018, le Distributeur ne respecte pas l'intention du législateur d'avoir des tarifs d'électricité prévisibles et reflétant, autant que faire se peut, la situation économique qui prévaudra à compter du 1^{er} avril 2021.

Le Distributeur a cherché à altérer cette réalité en effectuant un calcul qui ne correspond en rien aux prescriptions de la loi.

Plutôt que de rechercher « *le taux correspondant à la variation **annuelle** de l'indice moyen d'ensemble pour le Québec, des prix à la consommation (...) pour la période 12 mois qui se termine le 30 septembre* » 2020, le Distributeur a effectué un calcul visant à établir la moyenne des indices **mensuels** pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2020 pour ensuite comparer cette moyenne des indices mensuels à la moyenne des indices **mensuels** pour la période de 12 mois s'étant terminée en septembre **2019**.

La loi ne fait état, à son article 22.0.1.1, ni d'indices mensuels, ni de moyennes d'indices mensuels, ni d'une comparaison entre deux périodes de 12 mois précédant l'année pour laquelle les prix doivent être indexés. Certains diraient que nous sommes ici en présence d'une « réalité alternative », soit, en ce qui nous concerne ici, un ensemble de données qui n'ont aucun rapport avec la réalité législative à considérer.

On notera aussi que la loi sur Hydro-Québec ne prévoit pas qu'il appartient au Distributeur de constater, ou de déterminer, le taux de variation annuelle de l'indice pertinent. La compétence de la Régie pour déterminer le Taux multiplicateur lui est expressément conférée par l'article 22.0.1.1. Sa compétence pour constater, ou déterminer, le taux de variation annuelle de l'indice pertinent et le taux d'indexation de base lui est conférée soit par inférence nécessaire, soit par sa compétence générale de surveillance des activités des assujettis en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie.

2.2. Le Taux multiplicateur applicable au taux d'indexation nul

Il paraît aller de soi que, pour l'application de la formule $A \times (1+B)$ prévue au premier alinéa de l'article 22.0.1.1, le taux d'indexation de base correspondant à la variation annuelle de l'indice pertinent ne peut pas être nul puisque B représente justement ce taux multiplié par un autre taux (le Taux multiplicateur), ce qui ne peut que représenter zéro, quel que soit le Taux multiplicateur retenu.

Néanmoins, le législateur a expressément pourvu à l'hypothèse d'un taux de variation de l'indice nul. Il a en effet spécifiquement prévu au deuxième alinéa de l'article 22.0.1.1 que le taux de variation annuelle doit être « *multiplié, le cas échéant, par un 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. ».

Il découle de ce qui précède qu'en cas d'absence d'inflation et de déflation, les prix du tarif L n'ont pas davantage à être modifiés que ceux des autres tarifs.

2.3. Un Taux multiplicateur doit être déterminé lorsque le taux d'indexation de base n'est pas nul

Nous avons retenu ci-dessus que le taux d'indexation de base correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble pour la période de 12 mois s'étant terminée le 30 septembre 2020 était nul puisque les indices d'octobre 2019 et de septembre 2020 (période de 12 mois) étaient identiques.

Dans le cas, toutefois, où la Régie estimerait que la variation annuelle pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2020 doit être calculée en soustrayant de l'indice de septembre 2020 celui de septembre (et non pas octobre) 2019, contrairement à ce que nous croyons vu que la période considérée serait alors en fait de 13 mois (et contrairement aussi aux périodes annuelles retenues par le Distributeur à la page 6 de sa pièce C-HQD-006), il y aurait alors lieu de conclure que la variation de l'indice pertinent a été de 0,2% : 131,3 à la fin de septembre 2020 comparativement à 131 à la fin de septembre 2019.

Dans une telle hypothèse, comme dans celle où l'approche adoptée par le Distributeur serait retenue, il y aurait lieu pour la Régie de déterminer le Taux multiplicateur du taux d'indexation de base.

3. Les options considérées par la Régie

Dans sa décision D-2020-176, la Régie envisage quatre options pour la détermination du Taux multiplicateur, et ce, afin de maintenir la compétitivité du Tarif L et en tenant compte du principe d'interfinancement.

Les deux premières options considérées par la Régie consistent en un Taux multiplicateur qui refléterait l'application des dispositions visant le répit d'indexation du coût de fourniture de l'énergie patrimoniale attribuée au tarif L. Pour ce faire, la Régie propose une détermination du Taux multiplicateur basé sur la moyenne historique du rapport entre la hausse annuelle du tarif L et celle des autres tarifs. Au paragraphe 14 de cette décision, la Régie présente les hausses tarifaires historiques des tarifs sur la période 2014 à 2019 utilisées pour le calcul des rapports entre la hausse du tarif L et la hausse des autres tarifs :

TABLEAU 1
VARIATIONS TARIFAIRES

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 %	

Source : Tableau établi à partir des dossiers R-3854-2013, pièce [A-0073](#), R-3905-2014, pièce [A-0076](#), R-3933-2015, pièce [A-0065](#), R-3980-2016, pièce [A-0064](#), R-4011-2017, pièce [A-0103](#) et R-4057-2018, pièce [A-0093](#).

Les deux premières options envisagées par la Régie pour la détermination du Taux consistent à utiliser les données historiques sur deux périodes différentes :

Option 1 :

Moyenne des rapports entre la hausse annuelle du tarif L et la hausse annuelle des autres tarifs, de 0,38, établie sur la période de six ans comprise entre les années tarifaires 2014-2015 et 2019-2020, soit depuis l'instauration du régime d'indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale aux catégories de consommateurs autres que celles du tarif L et des détenteurs de contrats spéciaux.

Option 2 :

Moyenne des rapports entre la hausse annuelle du tarif L et la hausse annuelle des autres tarifs de 0,16, établie sur la période de quatre ans comprise entre les années tarifaires 2016-2017 et 2019-2020, soit en, excluant les deux premières années, lesquelles incorporent l'effet de l'électricité post-patrimoniale associée aux nouveaux blocs d'énergie éolienne.

Option 3 :

La troisième option envisagée par la Régie est l'utilisation du taux de 0,65 initialement suggéré par le gouvernement du Québec dans la version originale du Projet de la loi n° 34.

Option 4 :

Toute autre approche de détermination du Taux multiplicateur à utiliser de façon à maintenir la compétitivité du tarif L et en tenant compte du principe d'interfinancement.

L'AQCIE invite la Régie à retenir une approche proposée sous l'option 4 qui permet de comparer adéquatement la position concurrentielle du tarif L par rapport aux prix d'électricité prévalant dans les juridictions concurrentes du Québec. Ainsi, la baisse constatée des coûts de l'énergie dans les juridictions où se trouvent les usines concurrentes de celles du Québec, devrait inciter à réduire les prix du tarif L afin de « maintenir la compétitivité » de celui-ci conformément à l'intention du législateur.

4. Proposition de fixation du taux d'indexation des prix du Tarif L au 1^{er} avril 2021 afin de maintenir la position concurrentielle de celui-ci

4.1. Contexte énergétique

Comme mentionné ci-dessus, les membres de l'AQCIE représentent une part importante de la clientèle du Distributeur. Avant de traiter spécifiquement de la proposition de fixation du Taux applicable au tarif L, nous croyons approprié de rappeler le contexte énergétique qui prévaudra durant la période d'application des prix du tarif L et des autres tarifs considérés dans le présent dossier. Pour ce faire, nous reproduisons les plus récents bilans en Énergie et en puissance produits par le Distributeur dans l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029⁴.

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale utilisée	171,2	172,6	173,7	175,2	175,3	175,2	178,0	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Éolien	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise									
Achats sur les marchés de court terme	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3
• Dont achats en hiver	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	7,6	6,2	5,1	3,7	3,6	3,7	0,9	-	-

⁴ État d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029 révisé, page 21 (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HQD_PlanAppro2020-2029/État%20avancement%202020%20du%20Plan%20d%20approvisionnement%202020-2029%20du%20Distribute...pdf)

À la lecture du tableau 3.1 ci-dessus, nous constatons que le Distributeur anticipe un surplus énergétique (énergie patrimoniale inutilisée) de 7,6 TWh en 2021, soit 3,7 TWh de plus que ce qui était prévu au bilan en énergie produit dans le dossier du plan d'approvisionnement 2020-2029 à l'automne 2019⁵. Cette baisse s'explique en grande partie par l'impact de la crise sanitaire actuelle.

Le tableau ci-dessous, produit dans l'état d'avancement⁶, montre l'évolution des prévisions des ventes du Distributeur depuis le dépôt du plan d'approvisionnement 2020-2029 à l'automne 2019.

TABLEAU 7.2 :
COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029
ÉCART DE PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2019 ¹	2020 ²	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	0,2	0,9	0,3	0,5	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	2,1
Commercial	0,0	-3,0	-3,8	-4,4	-4,1	-3,7	-2,9	-0,5	1,0	1,2	1,4
Dont:											
Commercial et institutionnel	-0,1	-3,1	-3,3	-3,5	-3,2	-2,7	-1,9	-0,2	0,7	1,0	1,2
Chaînes de blocs	-0,1	-0,9	-2,4	-2,8	-2,8	-2,7	-2,3	-0,9	-0,4	-0,5	-0,5
Centres de données	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,3	0,6	0,9	1,3	1,7	2,1	2,3
Serres	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Réseaux municipaux et Éclairage public	0,0	0,1	-0,5	-0,9	-0,9	-0,9	-1,0	-0,3	0,3	0,2	0,2
Chaînes de blocs ³	0,1	0,3	-0,3	-0,8	-0,7	-0,8	-0,9	-0,1	0,5	0,4	0,4
Industriel	-1,1	-3,4	-1,3	-1,2	-1,0	-0,9	-0,9	-1,9	-1,6	-1,4	-1,0
Dont:											
Industriel PME	-0,2	-0,6	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5
Industriel grandes entreprises	-1,0	-2,8	-1,0	-1,0	-0,7	-0,6	-0,5	-1,5	-1,2	-0,9	-0,5
Alumineries	-0,4	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Pâtes et papiers	0,0	-2,2	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2
Pétrole et chimie	-0,1	-0,5	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
Mines	-0,1	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Sidérurgie, fonte et affinage	-0,4	-0,5	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Autres industriel grandes entreprises	0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	-1,0	-5,6	-4,8	-5,1	-4,4	-3,6	-2,7	-1,1	0,9	1,7	2,4

Notes:

¹ Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Ventes estimées au réel, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs en Réseaux municipaux.

Comme on peut le constater, le Distributeur a modifié à la baisse de 1,3 TWh les ventes au secteur industriel, et ce malgré une hausse de la prévision de la demande de 1 TWh provenant des alumineries. Comme nous allons en traiter ci-dessous, toute baisse de la position concurrentielle du tarif L par rapport aux autres juridictions pourrait avoir un impact à la baisse sur la demande industrielle et ainsi accentuer le volume d'énergie patrimoniale inutilisée.

⁵ Dossier R-4110-2019, pièce B-0009, page 17

⁶ Voir note de bas de page #4, page 43

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ¹ :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 409	43 147	43 630	44 068	44 480	44 591	44 975	45 330	45 688
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 378	1 570	1 776	2 113	2 331	2 510	2 583	2 594	2 610
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	640	570	776	1 013	1 111	1 170	1 243	1 254	1 270
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

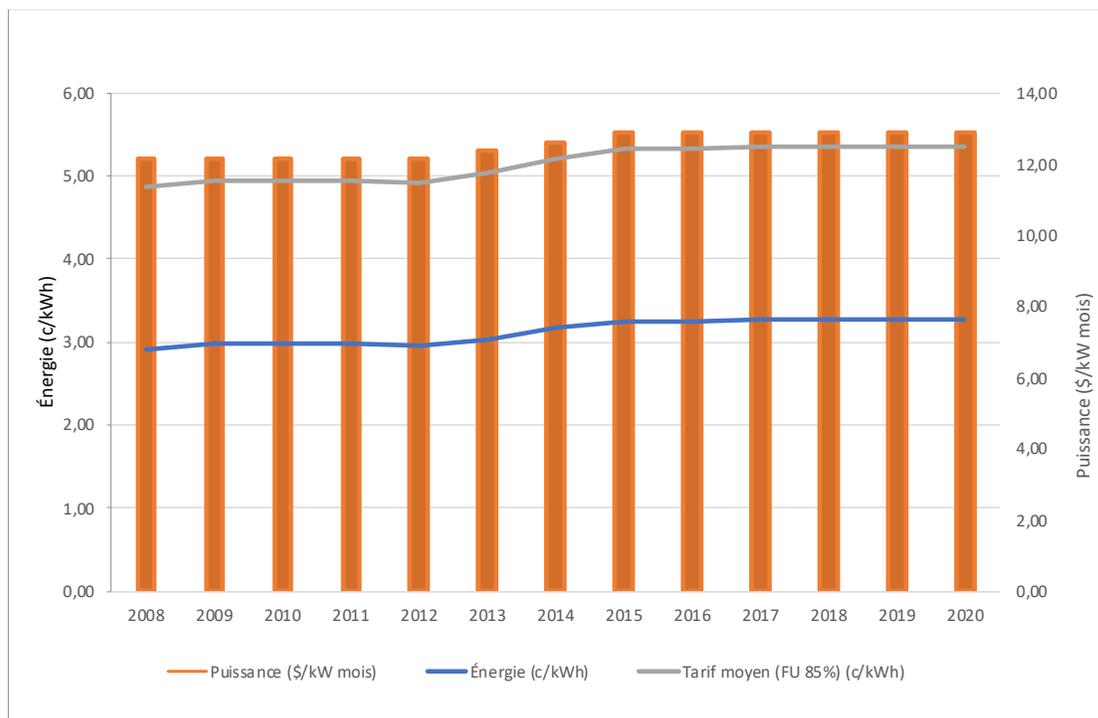
Comme pour les prévisions en énergie, la crise sanitaire a incité le Distributeur à réduire sa prévision en besoins de puissance incluant la réserve de 866 MW par rapport à celle du plan d'approvisionnement⁷ pour l'hiver 2021-2022. Nous notons également que la contribution de l'électricité interruptible provenant de la clientèle membre de l'AQCIÉ, est passée à 738 MW à l'hiver 2020-2021, soit un niveau inférieur à celui de 1 000 MW prévu au plan d'approvisionnement 2020-2029. Une baisse plus importante de la demande industrielle qui pourrait résulter d'une détérioration la position concurrentielle du tarif L à partir du 1^{er} avril 2021 pourrait davantage réduire la contribution de l'électricité interruptible au bilan en puissance.

4.2. Évolution historique du tarif L

Avant de traiter des facteurs qui impactent la position concurrentielle du Québec avec les juridictions concurrentes, nous désirons représenter graphiquement l'évolution du tarif L depuis la crise économique de 2008.

⁷ Voir note de bas de page #5, page 18

Graphique 1 - Évolution historique du tarif L (2008-2020)



Sources : Tarifs et conditions d'Hydro-Québec Distribution

À la lecture du graphique 1 on peut constater une hausse marquée des composantes énergie et puissance du tarif L durant la période 2013 à 2015. Cette période correspond, comme soulevé par la Régie en distinguant les options 1 et 2, à l'inclusion au revenu requis des nouveaux approvisionnements de long terme provenant de blocs d'énergie éolienne. Si l'objectif de la législation adoptée par le Projet de loi numéro 34 concernant la tarification du tarif L est de conserver l'impact du gel de la fourniture provenant du bloc d'énergie patrimoniale, il y a lieu d'exclure les chocs exogènes provenant de l'ajout des blocs d'énergie post-patrimoniale de 2014 et 2015 et de favoriser une étude historique excluant les années précédant l'année 2016.

4.3. Analyse des résultats provenant des études annuelles de comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines produites par Hydro-Québec

Chaque année, Hydro-Québec produit une analyse de positionnement des tarifs d'Hydro-Québec par rapport à d'autres juridictions. Le plus récent document offrant cette analyse s'intitule « Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, Tarifs en vigueur le 1er avril 2020 ». L'analyse consiste à comparer les factures mensuelles d'électricité de la clientèle québécoise des segments résidentiel, commercial, institutionnel et industriel avec celles des clients de diverses entreprises desservant 21 grandes villes en Amérique du Nord.

Ce rapport présente les principales conclusions de l'analyse comparative des prix en vigueur le 1er avril 2020. Il comporte trois sections. La première décrit la méthode utilisée pour estimer le montant des factures d'électricité. La deuxième expose les faits saillants des sept niveaux de consommation analysés à l'aide de graphiques. La dernière présente les résultats détaillés des 21 niveaux de consommation pour lesquels des données ont été recueillies et compilées sous forme de tableaux sommaires et de tableaux détaillés.

4.3.1. Limite des études de Comparaison de prix de l'électricité produites par Hydro-Québec

L'analyse semble être principalement axée sur la comparaison des tarifs résidentiels, d'où le choix de 21 centres urbains qui ont une plus grande proportion de clients résidentiels par rapport aux autres catégories de clients.

Comme la majorité des grands centres urbains ont généralement des économies orientées vers l'industrie des services (finance, santé, institutions scolaires, services gouvernementaux, etc.), ces points de comparaison ne sont pas particulièrement représentatifs du prix payé par les clients industriels grande puissance à l'extérieur du Québec (soit les entreprises qui sont en compétition avec les industriels du Québec au tarif L).⁸

Contrairement au Québec, la plupart des États américains n'ont pas une structure de prix de type timbre-poste. À titre d'exemple, le prix de l'énergie à Houston n'est pas nécessairement représentatif du prix de l'électricité dans les régions à forte dominance industrielle situées bien souvent à l'extérieur des centres urbains du Texas.

Cela dit, bien qu'imparfaites, la récurrence de ces analyses ayant les mêmes points de référence au cours des dernières années permet tout de même de dégager un cadre de comparaison historique.

4.3.2. Analyse de l'historique des résultats des études de comparaison de prix

En consultant les études comparatives de prix de l'électricité produites par Hydro-Québec qui ont été ajoutées sur le site web de la Régie pour le présent dossier⁹, nous avons colligé certaines données pouvant être utiles au dossier.

⁸ Nous avons d'ailleurs élaboré sur cet aspect dans notre lettre de commentaires du 18 juin 2020 transmise au Distributeur dans le cadre de sa consultation publique pour son rapport en vertu de l'article 75.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie pour l'année 2019. Cette lettre et le résumé se retrouvent à l'Annexe A (en liasse) de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-9001-2019, dont la Régie a déjà décidé qu'il faisait dorénavant partie du présent dossier.

⁹ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=558&phase=1&Provenance=A&generate=true

Tableau 1

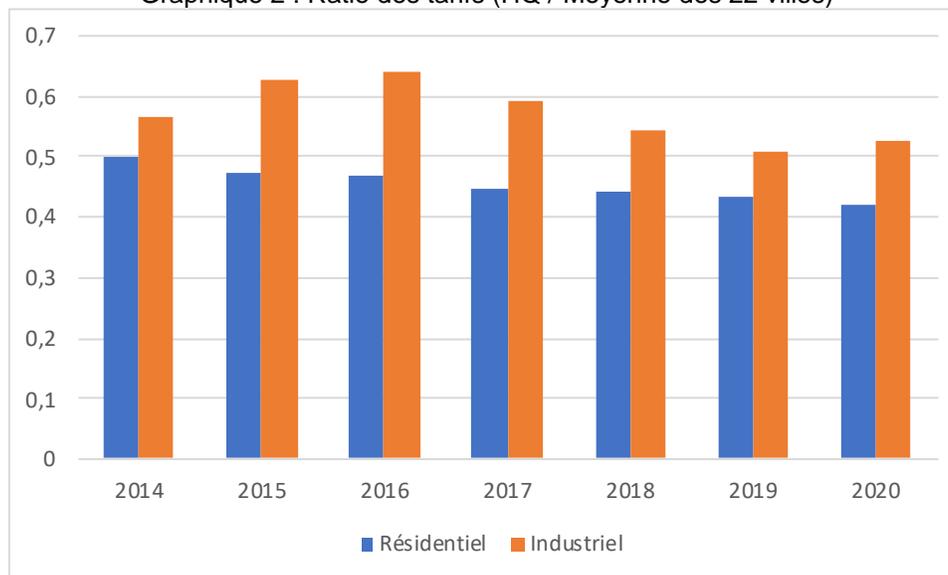
Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines (¢/kWh devise canadienne)											
Résidentiels											
Année de la publication (1er avril)	Montréal	Winnipeg	Vancouver	Toronto	St.John's, NL	Seattle	Houston	Chicago	Moyenne (22 villes)	Ratio HQ/Moyenne des 22 villes	
2014	7,06	7,89	9,71	13,78	11,34	10,44	12,91	11,61	14,09	0,50	
2015	7,19	8,11	10,29	14,31	11,55	12,44	12,36	16,79	15,17	0,47	
2016	7,23	8,43	10,70	17,81	11,96	13,62	11,25	15,19	15,48	0,47	
2017	7,07	8,71	11,08	16,32	11,15	15,05	12,34	15,10	15,81	0,45	
2018	7,13	9,00	11,42	13,24	12,03	15,02	13,75	16,75	16,19	0,44	
2019	7,30	9,37	11,62	13,89	12,80	16,19	17,10	18,54	16,82	0,43	
2020	7,30	9,60	11,51	11,10	13,60	17,83	15,96	19,13	17,37	0,42	
Grande Puissance (Puissance: 50 000 kW / Consommation 30 600 000 kWh / FU: 85%)											
Année de la publication (1er avril)	Montréal	Winnipeg	Vancouver	Toronto	St.John's, NL	Seattle	Houston	Chicago	Moyenne (22 villes)	Ratio HQ/Moyenne des 22 villes	
2014	4,78	3,91	5,51	11,03	4,77	6,32	7,90	8,79	8,47	0,56	
2015	4,90	4,02	5,84	5,55	4,77	7,66	7,46	7,22	7,82	0,63	
2016	4,90	4,18	6,08	4,99	4,90	8,52	7,54	5,40	7,63	0,64	
2017	4,91	4,32	6,29	6,36	4,90	9,22	7,16	6,26	8,27	0,59	
2018	4,91	4,47	6,48	10,65	5,30	9,23	9,29	6,38	9,65	0,54	
2019	4,92	4,60	6,59	11,71	5,61	10,07	9,07	6,96	9,05	0,51	
2020	4,92	4,72	6,53	11,26	6,40	11,26	9,48	6,01	9,37	0,53	

Source : Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes régions nord-américaines, Tarifs en vigueur le 1er avril pour les années 2014 à 2020.

Il est intéressant de noter que malgré un choix de villes qui n'est pas nécessairement représentatif des marchés concurrents pour les clients du tarif L, il existe tout de même quelques villes canadiennes où les prix offerts aux clients grande puissance sont compétitifs avec ceux offerts par Hydro-Québec (voir les cellules en grisé dans le Tableau 1). Comme pour le Québec, ces villes font partie de provinces ayant un distributeur unique offrant un tarif de type timbre-poste.

Comme on peut le constater en consultant le graphique 2 ci-dessous, nous pouvons voir l'évolution historique des ratios entre les prix offerts par Hydro-Québec à sa clientèle résidentielle et grande puissance en comparaison des prix moyens des 21 villes sondées.

Graphique 2 : Ratio des tarifs (HQ / Moyenne des 22 villes)



Source : Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes régions nord-américaines, Tarifs en vigueur le 1er avril pour les années 2014 à 2020.

On note que les ratios des tarifs grande puissance sont plus élevés que ceux des tarifs résidentiels. De plus, depuis 2016, ces ratios sont généralement en baisse. Cela dit, le ratio des tarifs grande puissance est en hausse en 2020 par rapport à l'année 2019. On voit donc que la compétitivité du tarif L s'est détériorée en 2020 par rapport à 2019, année de l'adoption du Projet de loi numéro 34.

Comme nous allons en discuter dans la section suivante, il existe plusieurs facteurs qui peuvent être analysés pour tenter de vérifier le maintien de la compétitivité du tarif L.

4.3.3. Facteurs considérés pour la détermination de la compétitivité du Tarif L

La détermination du tarif L prend en considération l'impact de celui-ci sur le maintien et le développement de la situation économique du Québec. Toutefois, les déterminants du maintien et du développement de l'activité industrielle sont multifactoriels. En effet, les coûts de la main-d'œuvre, le climat, la réglementation sont autant de facteurs qui influencent le développement de ce secteur. La valeur de la devise canadienne est également un facteur déterminant quant à la détermination de la compétitivité du tarif L par rapport aux juridictions situées au sud de la frontière.

À titre illustratif, un client au tarif L qui requiert un apport important en main d'œuvre dans son processus de production aura une sensibilité relative moins grande au prix de l'énergie. Pour cette industrie, un tarif un peu plus élevé dans une région où la main-d'œuvre est moins chère pourrait être acceptable.

Ainsi, le tarif L, dans certains secteurs industriels, se trouve à être en compétition avec ceux de juridictions qui peuvent avoir des tarifs d'électricité un peu plus élevés. Cependant, si l'on considère les autres facteurs de production, la situation au Québec ne peut pas être considérée comme compétitive. **Comparer simplement le niveau nominal du prix de l'électricité ne donne pas le portrait complet et juste de la compétitivité du tarif L pour les consommateurs industriels qui y sont soumis.**

La Régie de l'énergie dans son Avis A-2017-01 (R-3972-2016) au Ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et intitulé : *Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*, reconnaissait l'importance de tous ces autres facteurs qui guident les décisions d'investissements des entreprises industrielles et qui peuvent faire en sorte qu'une usine québécoise risque d'être sous-utilisée par rapport à ses concurrentes mondiales si le Québec n'offre pas les meilleurs coûts, dont ceux de l'électricité, pour compenser les coûts supérieurs de faire affaires au Québec :

« 2.3. COMPÉTITIVITÉ DES TARIFS INDUSTRIELS

[122] *Dans certains secteurs d'activité économique, chez certains grands clients industriels notamment, le coût de l'électricité représente une part importante des dépenses d'exploitation. Des tarifs d'électricité plus élevés peuvent affecter la compétitivité de certains secteurs industriels québécois soumis à la concurrence internationale.*

[123] *Pour les grandes industries exposées à la concurrence internationale dans leurs secteurs d'activités respectifs, l'avantage comparatif que peut comporter un environnement d'affaires donné ne se limite pas qu'à l'offre de tarifs d'électricité avantageux. En effet, les tarifs d'électricité ne sont qu'une des composantes qui président à la prise de décision d'investissements des grandes entreprises industrielles.*

[124] *De façon générale, les principaux facteurs qui influencent les décisions d'établissement et d'investissement de ces entreprises industrielles peuvent être classés en cinq catégories majeures :*

- les conditions de marché et la demande pour le produit;
- les cadres politique et législatif;
- la fiscalité et l'environnement économique;
- les caractéristiques de la localisation (matières premières, infrastructures, main-d'œuvre, proximité du marché de vente, etc.);
- les approvisionnements énergétiques.

[125] *Selon le rapport Compétitivité des tarifs électriques industriels⁴⁴, les tarifs industriels et les divers rabais qui leur sont directement associés ne constituent pas nécessairement le plus important facteur d'expansion ou de maintien des activités des entreprises œuvrant dans les grands secteurs industriels.*

[126] *En effet, « 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 d'électricité, et ce, même si l'électricité de certaines entreprises en est la principale dépense »⁴⁵.*

[127] *Toutefois, et comme l'indique Hydro-Québec, « des tarifs d'électricité [...] stables et prévisibles, la disponibilité des approvisionnements et la fiabilité de l'alimentation électrique, sont des facteurs d'importance »⁴⁶.*

[128] *Si la stabilité et la prévisibilité des coûts de l'énergie sont importantes pour toutes les catégories de clients, elles le sont davantage pour les grands consommateurs d'énergie dont les décisions d'investissement reposent pour beaucoup sur la capacité à prévoir et à minimiser les risques.*

⁴⁴ *Econoler, « Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solution », Rapport final remis à la Régie le 16 décembre 2016, pièce [A-0009](#), 117 pages.*

⁴⁵ *Ibid.*, p. 1.

⁴⁶ *Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), Op. cit., p. 57. »*

(Nos soulignements)

Conséquemment, nous avons adopté une approche comparative tendancielle du tarif L avec les autres juridictions. Nous avons analysé la position concurrentielle du Tarif L en fonction de l'évolution du prix de l'électricité dans d'autres juridictions qui accueillent des industries similaires à celles qui se trouvent au Québec.

Ainsi, en comparant le prix du tarif L avec ceux des autres juridictions, nous utilisons l'hypothèse que tous les autres facteurs qui influencent le développement ou le maintien des activités industrielles demeurent inchangés. Nous avons concentré nos analyses sur la tendance du prix de l'électricité dans les juridictions où des industries similaires à celles du Québec sont en opération.

Nous avons limité notre analyse aux juridictions américaines qui, selon les membres de l'AQCIE, représentent le meilleur potentiel de développement pour des industries ayant un profil de consommation équivalent à celui des clients du tarif L.

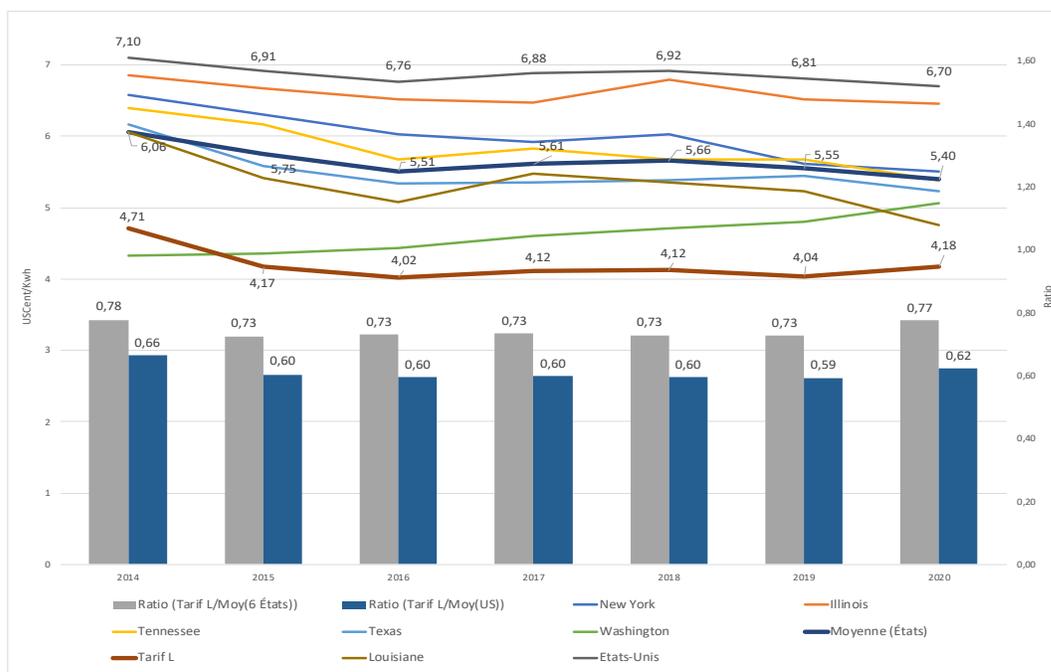
4.3.3.1. Sélection des régions pour l'Analyse comparative

Le choix des régions pour l'analyse comparative a été fait à l'aide d'une consultation auprès des membres de l'AQCIE. Cette consultation nous a indiqué les régions, situées en Amérique du Nord, où les membres de l'AQCIE ont des usines en opération, ou qui sont des endroits offrant des conditions (incluant des prix compétitifs pour l'énergie) propices au développement industriel.

Comme mentionné dans nos commentaires de juin dernier¹⁰, la consultation fait état de prix provenant de distributeurs régionaux qui sont généralement inférieurs à ceux des grandes villes des États concernés. En effet, tel que mentionné précédemment, il n'y a généralement pas aux États-Unis de tarif de type timbre-poste applicable à l'ensemble d'un État.

Cela dit, afin de dégager une tendance historique de la comparaison entre le prix du tarif L et le prix de vente aux clients industriels grande puissance dans ces régions, nous avons choisi d'utiliser les prix moyens de vente de l'électricité du secteur industriel publiés par la U.S. Energy Information Agency (EIA)¹¹ pour les États suivants: New York, Illinois, Louisiane, Tennessee, Texas et Washington. Contrairement à l'étude de comparaison de prix du Distributeur, l'utilisation des prix pour les États ne se limite pas aux prix des grands centres urbains, mais plutôt à une moyenne des tarifs des différents distributeurs opérant dans les États en question.

Graphique 3 : Prix de vente de l'électricité au secteur industriel (cent US/kWh)



Source : HQ, EIA Electricity Data Browser. Les valeurs provenant de l'EIA pour l'année 2020 représentent la moyenne des valeurs mensuelles de janvier à octobre inclusivement

¹⁰ Dossier : R-9001-2019, Pièce : B-0004, Annexe A.

¹¹ <https://www.eia.gov/electricity/data/browser/>

L'évolution des prix de vente de l'électricité du secteur industriel pour les juridictions sélectionnées montre une tendance baissière.

Ce constat correspond à celui qu'avait fait la Régie dans son avis A-2017-01 pour la période d'une douzaine d'années antérieure à celle rapportée au graphique 3 ci-dessus :

« [134] Bien que le tarif L soit généralement compétitif par rapport au tarif équivalent dans d'autres juridictions, la Régie note toutefois que l'écart historique observé entre celui-ci et les autres tarifs industriels à l'étude s'est rétréci entre les années 2002 et 2015, notamment avec ceux offerts dans certains États américains.

[135] Cette situation s'explique principalement par la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de cette période et par l'abondance du gaz de schiste qui a fait pression à la baisse sur les prix de l'électricité transigée sur les marchés énergétiques⁵⁰. » (Nos soulignements)

Le graphique 3 montre que le ratio entre les prix en devise américaine du tarif L divisé par le prix moyen des États sélectionnés est stable à approximativement 0,73 sur la période 2015-2019.

Ce ratio moyen de 0,73 est plus élevé (plus le ratio se rapproche de 1, moins le tarif L est compétitif) et plus stable que le ratio entre le tarif L et la moyenne des tarifs de 22 villes sélectionnées par Hydro-Québec dans ses études comparatives représentées au graphique 2.

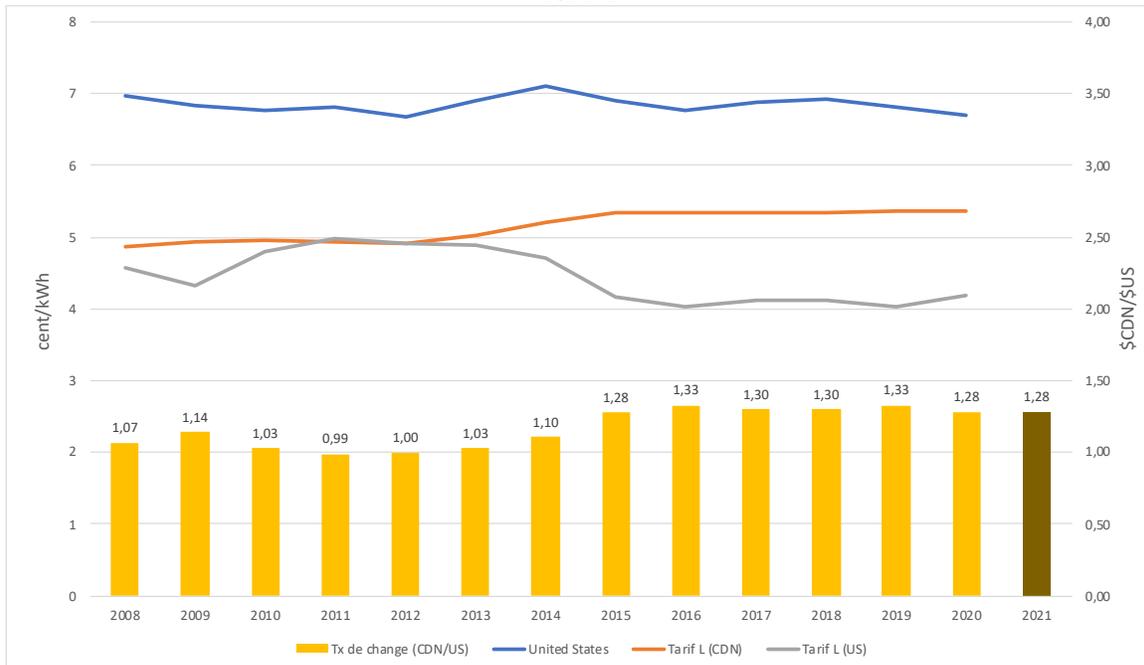
À titre comparatif, le ratio moyen représenté au graphique 2 pour la période 2015-2019 était de 0,58. Le ratio plus élevé découlant de l'analyse de l'AQCIE indique que les juridictions sélectionnées sont plus représentatives des régions offrant des conditions favorables aux activités industrielles.

À titre d'information complémentaire, on peut constater au graphique 3 que le ratio entre les prix en devise américaine du tarif L divisé par le prix moyen de tous les États (même si la plupart ne sont pas des juridictions concurrentes des industries grandes consommatrices d'électricité du Québec) est évidemment plus bas que pour les juridictions concurrentes sélectionnées. Cependant, ce ratio s'avère également stable à 0,60 pour la période 2015-2018, qu'il baisse à 0,59 pour 2019 mais qu'il augmente à 0,62 pour 2020.

L'évolution des prix de vente de l'électricité du secteur industriel pour tous les États-Unis montre une tendance baissière et une détérioration de la compétitivité du tarif L chargé aujourd'hui par rapport à 2019.

Finalement, il faut noter que la valeur de la devise canadienne en relation avec la devise américaine est déterminante pour l'analyse de la position concurrentielle du tarif L par rapport aux régions concurrentes. Le graphique 4 ci-dessous montre l'impact de la valeur du dollar canadien sur la position concurrentielle du tarif L par rapport aux prix de vente de l'électricité au secteur industriel aux États-Unis.

Graphique 4 : Impact de la valeur du dollar canadien sur la position concurrentielle du Tarif L



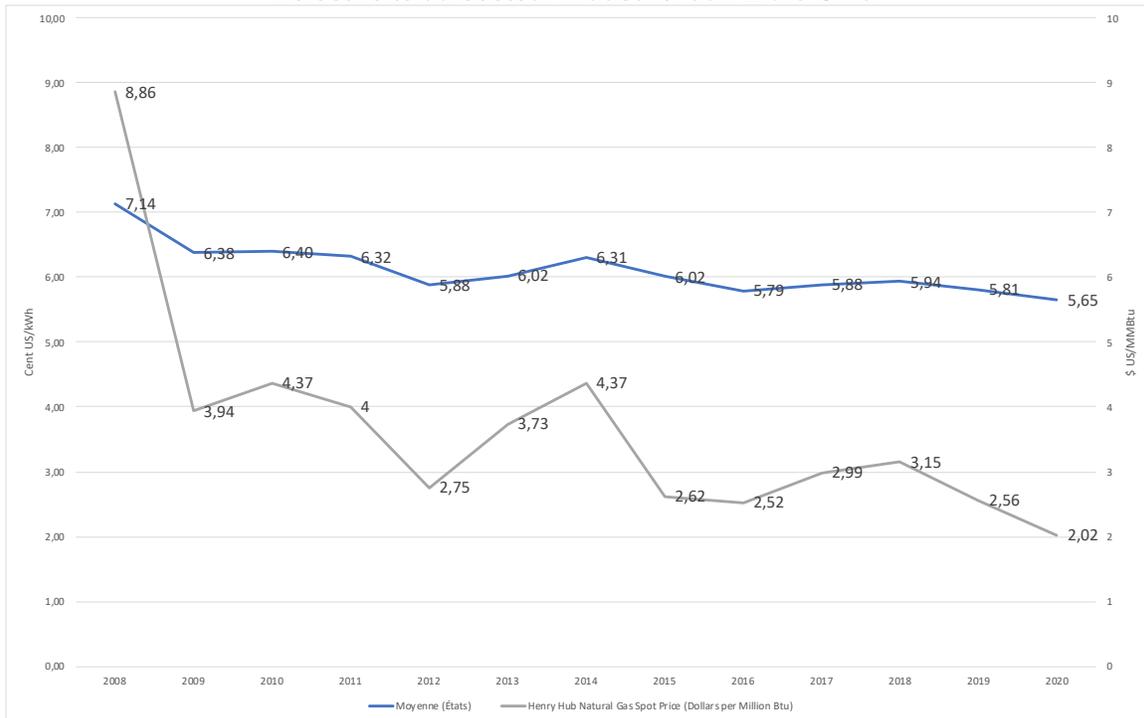
Sources : Hydro-Québec, EIA, Pacific UBC - Sauder School of Business - Pacific Exchange Rate Service, Grandes Institutions financières canadiennes.

Le graphique 4 montre la forte relation entre la valeur de la devise canadienne et la position concurrentielle du tarif L avec les régions concurrentes situées aux États-Unis. Il y a lieu de prévoir que l'appréciation actuelle du dollar canadien observée en 2020 et prévue se poursuivre en 2021 aura un impact à la baisse sur la position concurrentielle du tarif L par rapport aux juridictions américaines concurrentes. D'ailleurs, l'appréciation de la valeur du dollar canadien aura également un impact négatif sur les entreprises exportatrices du Québec. La valeur de la devise canadienne en 2021 est estimée en calculant la moyenne des prévisions des grandes institutions financières¹².

Un autre facteur à considérer est la valeur du gaz naturel qui est utilisé pour produire une part importante de l'électricité aux États-Unis.

¹² Dernières prévisions disponibles en date du 29 décembre 2020 des institutions financières suivantes : RBC, TD, CIBC, BMO Desjardins.

Graphique 5 : Évolution du prix de gaz naturel (Henry Hub) et du prix de vente de l'électricité au secteur industriel aux États-Unis.



Source : EIA, Les valeurs provenant de l'EIA pour l'année 2020 représentent la moyenne des valeurs mensuelles de janvier à octobre inclusivement.

Le graphique 5 montre la corrélation positive entre la valeur du gaz naturel et le prix de vente moyen de l'électricité au secteur industriel pour les États sélectionnés dans l'analyse de l'AQCIE. Il est donc pertinent d'analyser la tendance et la valeur anticipée du gaz naturel pour la période pertinente au présent dossier, soit du 1^{er} avril 2021 à mars 2022.

Graphique 6 : Évolution du prix de gaz naturel (Henry Hub) historique ainsi que la valeur des contrats à terme pour les prochains mois



Sources : EIA, CME Group.

Le graphique 6 montre que la valeur du gaz naturel (contrats à terme), bien qu'en légère hausse par rapport au niveau du printemps 2020 (première période de confinement lié à la crise sanitaire), demeure à des niveaux historiquement bas. Il est donc probable que la valeur de l'électricité aux États-Unis demeurera basse à court et à moyen terme. D'ailleurs, l'EIA prévoit que le prix de vente pour le secteur industriel, pour les États-Unis, sera inférieur au prix de 2019 pour la période 2020 à 2022¹³.

En analysant les différents facteurs mentionnés précédemment nous notons que, malgré un gel tarifaire en 2020 du tarif L, la position concurrentielle de celui-ci s'est détériorée. Dans ces circonstances, toute hausse des prix du tarif L aurait pour effet de détériorer davantage la position concurrentielle de ce tarif.

Plus important encore, le législateur demande à la Régie de l'énergie de fixer un taux d'indexation du tarif L qui permet d'en « maintenir » la compétitivité. Ce texte législatif a été adopté et sanctionné en 2019.

Le législateur voulait donc que la Régie, au 1^{er} avril 2021, ajuste le tarif L afin que sa compétitivité soit maintenue et ce, au niveau que le législateur connaissait au moment de l'adoption de ce texte législatif.

Conséquemment, la Régie doit ajuster le tarif L au 1^{er} avril 2021 de façon à en maintenir le caractère compétitif au niveau existant en 2019.

Comme le graphique 3 ci-dessus le montre, en prenant l'hypothèse que la valeur de l'électricité aux États-Unis et le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour

¹³ Short-Term Energy Outlook, publié le 12 Janvier, 2021 (<https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/electricity.php>)

l'année 2021 demeurent inchangés par rapport à ceux de 2020, **il faudrait une baisse de 5,7% du tarif L pour ramener le ratio Tarif L (FU 85%) / Tarif moyen des États sélectionnés à 0,73, soit le ratio de 2019.**

À titre d'illustration, le tarif L devrait baisser de 5,5% pour ramener le ratio Tarif L (FU 85%) / Tarif moyen de tous les États-Unis, à 0,59, soit le ratio de 2019.

Enfin, soulignons que l'impact du taux de change sur la baisse de la compétitivité du Tarif L équivaut à 3,2% de la baisse requise de 5,7%.

Autrement dit, si le taux de change devait revenir à son niveau de 2019 en 2021 (contrairement à ce que les grandes institutions financières prévoient, comme nous l'avons documenté précédemment), il faudrait alors une baisse du tarif L de 2,5% pour maintenir le ratio de 0,73 (niveau de 2019).

5. Maintien du principe d'interfinancement

Tout d'abord, l'AQCIE tient à souligner que l'application des changements législatifs découlant du projet de loi 34 fait en sorte que la fixation du taux applicable au tarif L au 1^{er} avril 2021 n'a aucune incidence sur les tarifs offerts aux autres catégories de clients puisque ceux-ci sont établis seulement à partir de la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation.

Subsidiairement, si nous étions dans un mode de fixation des tarifs au coût de service, compte tenu de la présence d'importants surplus énergétiques générant un volume de 7,6 TWh d'énergie patrimoniale inutilisée en 2021, toute vente additionnelle aux clients au tarif L à un prix supérieur au coût d'acquisition de l'électricité patrimoniale aurait un impact à la baisse sur les tarifs pour l'ensemble des clients du Distributeur, ce qui respecterait le principe d'interfinancement.

Qui plus est, l'application d'un taux applicable au tarif L qui résulterait en une baisse de la demande des clients au tarif L suite une détérioration de la position concurrentielle de celui-ci, aurait un impact à la hausse sur le volume d'énergie patrimoniale inutilisée. Une telle hausse occasionnerait une hausse des tarifs pour l'ensemble des clients du Distributeur. Une telle situation aurait un impact sur l'interfinancement puisque, toutes choses étant égales par ailleurs, une diminution du volume des revenus des clients au tarif L aurait un impact à la hausse sur les revenus requis en provenance des autres clients afin de payer le coût de service du Distributeur.

6. L'utilisation du taux de 0,65 indiqué dans la version originale du Projet de loi numéro 34

Dans sa décision D-2020-176, la Régie rappelle que le Projet de loi numéro 34 contenait, dans sa version originale, l'utilisation d'un Taux de 0,65 pour fixer l'indexation du tarif L à partir du taux d'inflation générale applicable aux autres tarifs.

Le législateur n'a pas retenu cette proposition qui émanait du gouvernement. Il serait inapproprié de passer outre à la volonté du législateur et de reprendre un Taux que même les parlementaires siégeant du côté du gouvernement ont finalement rejeté.

Le législateur a choisi de demander à la Régie de déterminer annuellement ce Taux car il voulait s'assurer du maintien de la compétitivité du tarif L. Or, comme nous venons de le voir, plusieurs facteurs rendent cette position concurrentielle susceptible de changements. Le tarif L a été gelé pour l'année tarifaire commencée le 1^{er} avril 2020 et, malgré ce gel, sa compétitivité s'est érodée en raison des changements dans les facteurs présents dans les juridictions concurrentes au Québec.

On comprend donc que cette compétitivité ne pourrait être « maintenue » par l'application d'un taux fixe de 0,65 émanant d'une formule préétablie qui ne permettrait pas à la Régie d'exercer son pouvoir confié par le législateur de voir au maintien de la compétitivité du tarif L, année après année.

Il s'agit d'un exercice dynamique qui ne peut être mis de côté par l'application d'un taux fixé d'avance de 0,65, approche rejetée par le législateur.

Par ailleurs, dans son avis A-2017-01, la Régie de l'énergie rappelait que la raison pour laquelle le tarif L n'était pas sujet à l'indexation de la composante « bloc patrimonial » pour la « fourniture d'électricité » du tarif L depuis 2014, était justement de préserver la compétitivité des industries soumises au tarif L en raison de la concurrence internationale à laquelle ces entreprises sont soumises.

Au paragraphe 142 de l'Avis, la Régie précisait que :

« [142] Par ailleurs, il est à noter que, depuis 2014, conformément à l'article 52.2 de la Loi, le prix de la composante « fourniture » du tarif L, représentant plus des deux tiers des coûts associés à ce tarif, n'est pas sujet à indexation comme l'est le coût de la fourniture associée aux autres blocs d'électricité patrimoniale. » (Nos soulignements)

Si seulement un tiers des coûts associés au tarif L devait être soumis à l'indexation pour préserver la compétitivité des industries soumises au tarif L, on comprend mal comment le reflet de cette préoccupation dans le Projet de loi numéro 34 pouvait en arriver à un Taux de 0,65 pour l'indexation, plutôt que, tout au plus, à un Taux de 0,33 (soit le tiers sujet à l'indexation dans l'ancien régime).

À tout événement, rappelons que la détermination de ce qui est requis pour « maintenir » la compétitivité du tarif L, nécessite une comparaison avec les tarifs compétiteurs de ce tarif L dans les autres juridictions. C'est ainsi que la Régie pourra répondre à l'exigence de la loi lors de la détermination du Taux multiplicateur. Simplement calculer la part des coûts du tarif L associée à la fourniture ne saurait répondre à l'exercice de détermination exigé par le texte législatif

7. Conclusions et recommandation

Constats :

- Il n'y a pas eu de variation annuelle de l'indice pertinent pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2020, de sorte que les tarifs d'Hydro-Québec, y compris ceux du tarif L ne sauraient valablement être indexés pour la période commençant le 1^{er} avril 2021. Si la Régie partage notre avis sur cette question, elle n'a pas à déterminer le Taux prévu au deuxième alinéa de l'article 22.0.1.1.
- Si, contrairement à notre avis, on doit considérer qu'il y a eu variation, celle-ci a été de 0,2% et non de 1,3% et c'est ce taux d'indexation de base de 0,2% qu'il faut multiplier par le Taux multiplicateur prévu au deuxième alinéa de l'article 22.0.1.1
- Hydro-Québec Distribution a modifié à la baisse de 1,3 TWh les ventes au secteur industriel dans la mise à jour récente de son plan d'approvisionnement. Toute baisse de la position concurrentielle du tarif L par rapport aux autres juridictions aura un impact à la baisse sur la demande industrielle.
- On peut constater une hausse marquée des composantes énergie et puissance du tarif L durant la période 2013 à 2015. Cette période correspond, comme soulevé par la Régie en

distinguant les **options 1 et 2**, à l'inclusion au revenu requis des nouveaux approvisionnements de long terme provenant de blocs d'énergie éolienne. Si l'objectif de la législation adoptée par le Projet de loi numéro 34 concernant la tarification du tarif L est de conserver l'impact du gel de la fourniture provenant du bloc d'énergie patrimoniale, il y a lieu d'exclure les chocs exogènes provenant de l'ajout des blocs d'énergie post-patrimoniale de 2014 et 2015 et de favoriser une étude historique excluant les années précédant l'année 2016.

- Comme la majorité des grands centres urbains ont généralement des économies orientées vers l'industrie des services, les points de comparaison des études d'Hydro-Québec Distribution pour les grandes villes nord-américaines ne sont pas particulièrement représentatifs du prix payé par les clients industriels grande puissance à l'extérieur du Québec (soit les entreprises qui sont en compétition avec les industriels du Québec au tarif L).

- Contrairement au Québec, la plupart des États américains n'ont pas une structure de prix de type timbre-poste.

- Il est intéressant de noter que malgré un choix de villes qui n'est pas nécessairement représentatif des marchés concurrents pour les clients du tarif L, il existe tout de même quelques villes canadiennes où les prix offerts aux clients grande puissance sont compétitifs avec ceux offerts par Hydro-Québec et ce, selon les informations fournies par Hydro-Québec Distribution elle-même.

- Cela dit, le ratio des tarifs grande puissance est en hausse en 2020 par rapport à l'année 2019. On voit donc que la compétitivité du tarif L s'est détériorée en 2020 par rapport à 2019, année de l'adoption du Projet de loi numéro 34.

- Ainsi, le tarif L, dans certains secteurs industriels, se trouve à être en compétition avec ceux de juridictions qui peuvent avoir des tarifs d'électricité un peu plus élevés. Cependant, si l'on considère les autres facteurs de production, la situation au Québec ne peut pas être considéré comme compétitive. **Comparer simplement le niveau nominal du prix de l'électricité ne donne pas le portrait complet et juste de la compétitivité du tarif L pour les consommateurs industriels qui y sont soumis.**

- Cela dit, afin de dégager une tendance historique de la comparaison entre le prix du tarif L et le prix de vente aux clients industriels grande puissance dans ces régions, nous avons choisi d'utiliser les prix moyens de vente de l'électricité du secteur industriel publiés par le US Energy Information Agency (EIA)¹⁴ pour les États suivants: New York, Illinois, Louisiane, Tennessee, Texas et Washington. Contrairement à l'étude de comparaison de prix du Distributeur, l'utilisation des prix pour les États ne se limite pas aux prix des grands centres urbains, mais plutôt à une moyenne des tarifs des différents distributeurs opérant dans les États en question.

- L'évolution des prix de vente de l'électricité du secteur industriel pour les juridictions sélectionnées montre une tendance baissière. **Cette même tendance baissière se voit dans l'évolution des prix de vente de l'électricité du secteur industriel, même pour la moyenne de tous les États-Unis.**

- Il existe une forte relation entre la valeur de la devise canadienne et la position concurrentielle du tarif L avec les régions concurrentes situées aux États-Unis. Il y a lieu de prévoir que l'appréciation actuelle du dollar canadien observée en 2020 et prévue se poursuivre en 2021, aura un impact négatif sur la position concurrentielle du tarif L par rapport aux juridictions américaines concurrentes.

¹⁴ <https://www.eia.gov/electricity/data/browser/>

- La valeur du gaz naturel (contrats à terme), bien qu'en légère hausse par rapport au niveau du printemps 2020 (première période de confinement lié à la crise sanitaire), demeure à des niveaux historiquement bas. Il est donc probable que la valeur de l'électricité aux États-Unis demeurera basse à court et à moyen terme.
- **En analysant les différents facteurs mentionnés précédemment, nous notons que malgré un gel tarifaire du tarif L en 2020, la position concurrentielle de celui-ci s'est détériorée.** Dans ces circonstances, toute hausse des prix du tarif L aurait pour effet de détériorer davantage la position concurrentielle de ce tarif.
- **Il faudrait une baisse de 5,7% du tarif L pour ramener le ratio Tarif L (FU 85%) / Tarif moyen des États sélectionnés à 0,73, soit le ratio de 2019.**
- **Si toutefois, la Régie concluait que la formulation du deuxième alinéa de l'article 22.0.1.1 de la «Loi sur Hydro-Québec » empêche que soit déterminé un Taux multiplicateur tel qu'il puisse assurer une baisse des prix du tarif L pour l'année commençant le 1^{er} avril 2021, l'AQCIÉ est d'avis que la Régie devrait déterminer un Taux multiplicateur de 0 applicable à tout taux d'indexation de base autre que celui de 0% pour faire en sorte que les prix du tarif L ne fassent l'objet d'aucune augmentation. Dans le cas où la Régie conclurait que le taux d'indexation de base doit être de 0%, aucun Taux multiplicateur n'aurait à être déterminé puisque les prix d'aucun tarif ne devraient dans ce cas être augmentés.**

Recommandations :

- QUE la Régie constate l'absence de variation annuelle de l'indice des prix pertinent visé au premier alinéa de l'article 22.0.1.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* et s'abstienne en conséquence de déterminer le Taux multiplicateur prévu au deuxième alinéa de cet article;
- QUE la Régie constate qu'en l'absence de variation annuelle de l'indice des prix pertinent il n'y a lieu à aucune indexation des prix de tous les tarifs pour l'exercice commençant le 1^{er} avril 2021;
- SUBSIDIAIREMENT, que la Régie détermine que le taux d'indexation de base applicable à tous les tarifs autres que le tarif L est de 0,2% et non de 1,3%;
- SUBSIDIAIREMENT encore, pour établir les prix du tarif L, que la Régie multiplie le taux d'indexation de base de 0,2%, de 1,3%, ou de tout autre pourcentage par un Taux multiplicateur négatif assurant une réduction tarifaire de 5,7%;
- SUBSIDIAIREMENT enfin, pour établir les prix du tarif L, que la Régie multiplie le taux d'indexation de base de 0,2%, de 1,3%, ou de tout autre pourcentage par un Taux multiplicateur de 0 si elle est d'avis qu'elle ne peut appliquer un multiplicateur négatif assurant une réduction tarifaire de 5,7%.

Le tout respectueusement soumis.