



AQCIE



Association québécoise des
consommateurs industriels
d'électricité

Une tarification de l'électricité transparente et axée sur le coût de service : la clé de la compétitivité de nos régions et des usines québécoises pour une transition énergétique réussie

Projet de loi n° 69

Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives

Mémoire présenté à la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles

Septembre 2024

Table des matières

FAITS SAILLANTS ET RECOMMANDATIONS	3
1. PORTRAIT DE L'AQCIÉ ET DE SES MEMBRES	9
2. LE POIDS DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LA COMPÉTITIVITÉ DES USINES DU QUÉBEC	11
3. POUR UNE SAINTE GOUVERNANCE D'HYDRO-QUÉBEC : UNE TARIFICATION SELON LES COÛTS PAR UN RÉGULATEUR INDÉPENDANT	13
3.1 UNE ENTREPRISE D'UTILITÉ PUBLIQUE DOIT ÊTRE RÉGLEMENTÉE SUR LA BASE DE SES COÛTS RÉELS	13
3.2 L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC DOIT ÊTRE RÉGLEMENTÉ COMME LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION	14
3.3 LE TARIF PATRIMONIAL DOIT ÊTRE REVU À LA BAISSÉ POUR RESPECTER LE PACTE SOCIAL QUÉBÉCOIS.....	15
4. IMPACTS NÉGATIFS DE L'INDEXATION PROPOSÉE AU PL 69 DU TARIF PATRIMONIAL POUR LA COMPÉTITIVITÉ DES USINES QUÉBÉCOISES AU TARIF L.....	20
4.1 INCERTITUDES DÉCOULANT DU LIBELLÉ DU PL 69 SUR L'INDEXATION DU TARIF PATRIMONIAL	20
4.2 ÉVOLUTION DU TARIF L D'ICI 2035 ET IMPACT DE L'INDEXATION DU COÛT DE L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL	21
4.3 QUI PROFITERA DE CETTE INDEXATION DU TARIF L	23
4.4 LA COMPÉTITIVITÉ DES USINES QUÉBÉCOISES GCE.....	25
4.4.1 <i>Limites des résultats provenant des études annuelles de comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines produites par Hydro-Québec.....</i>	<i>25</i>
4.4.2 <i>La compétitivité des usines québécoises s'évalue selon des déterminants multifactoriels.....</i>	<i>27</i>
5. LA PROBLÉMATIQUE DE L'INTERFINANCEMENT AU DÉTRIMENT DES USINES QUÉBÉCOISES	30
6. LE PL 69 PROPOSE DE DÉVIER DES PRINCIPES DE TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ FONDÉE SUR LE COÛT DE SERVICE ET INSTAURE L'INCERTITUDE RÉGLEMENTAIRE	33
7. LE PGIRE : UN OUTIL STRATÉGIQUE UTILE	35
8. INSTAURER UN DROIT D'APPEL DANS LA LRÉ	36
9. LES RESSOURCES POUR CONTREBALANCER HYDRO-QUÉBEC SONT PRIMORDIALES	40
10. PROCÉDURES MODIFIÉES POUR LES DOSSIERS DEVANT LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE	42
ANNEXE 1.....	46
ANNEXE 2.....	47
ANNEXE 2.1	48
ANNEXE 3.....	49
ANNEXE 4.....	50
ANNEXE 5.....	51
ANNEXE 6.....	52

FAITS SAILLANTS ET RECOMMANDATIONS

→ Importance des consommateurs industriels et de la facture d'électricité pour leur compétitivité

Les consommateurs industriels d'électricité consomment plus du tiers de l'électricité vendue par Hydro-Québec au Québec. Ces usines paient environ 3,5 milliards \$ annuellement en tarifs d'électricité.

Environ 20 % des produits des ventes d'électricité au Québec, en millions de dollars, proviennent du secteur « Grands clients industriels » malgré le fait que le nombre d'abonnements de ce secteur ne constitue que 0,004 % du nombre d'abonnements totaux (178 sur 4 377 892).

Si certaines propositions incluses au PL 69 ajoutent à la transparence requise pour favoriser une transition énergétique réussie, plusieurs dispositions envisagées affecteront négativement les consommateurs québécois d'électricité, captifs d'Hydro-Québec, et nuiront à la position concurrentielle des usines québécoises, mettant à risque le tissu industriel de plusieurs régions du Québec.

Il existe une relation symbiotique entre le développement hydroélectrique québécois et la présence ici d'industries GCE, qui constituent une partie essentielle de la structure industrielle du Québec. Le coût de l'électricité est un facteur majeur pouvant affecter positivement ou négativement la compétitivité des usines d'ici. Pour les entreprises industrielles GCE, la part qu'occupe l'achat d'électricité dans leurs coûts d'exploitation peut aller jusqu'à 70%.

Or, les opportunités d'investissements ne manquent pas à l'échelle planétaire. En raison de l'importance qu'occupe l'achat d'électricité dans les coûts d'exploitation des industries GCE, ainsi que de l'envergure et de la perspective de long terme associées à leurs investissements, ces derniers ne peuvent être consentis que dans un contexte de compétitivité et de transparence dans la fixation des tarifs.

→ Nécessité d'une tarification prévisible basée sur les coûts de service

Des mécanismes clairs et prévisibles doivent donc exister pour rassurer les entreprises implantées au Québec, que les tarifs ne seront pas sujets à des décisions inattendues des autorités gouvernementales politiques ou administratives.

La tarification basée sur les coûts est la meilleure garantie de tarifs transparents, prévisibles et compétitifs.

→ Nécessité de fixer avec transparence le « tarif patrimonial » selon son coût réel

Pour toutes les classes de clients d'HQD, la portion « approvisionnement en électricité » des tarifs, constituent plus de 40% de ceux-ci.

Dans le cadre de la transition énergétique, il n'est plus défendable de ne pas jeter un regard contemporain et complet sur ce qui compose les tarifs d'électricité, ce qui veut dire revoir le tarif patrimonial dans le même exercice de transparence que celui qui a été fait historiquement pour les composantes « transport » et « distribution » devant la Régie.

72% de la facture totale d'un client au tarif L, est pour la portion « approvisionnement en électricité ». Ainsi, plus de 45% du montant de la facture totale reçue d'Hydro-Québec pour un client au tarif L, est pour la part du bloc patrimonial attribué à cette classe de clients.

En 2000, lors de l'adoption de la loi fixant le tarif patrimonial moyen à un taux de 2,79 cents le kilowattheure, le ministre responsable admettait que cela représentait un taux de rendement d'au moins 18% sur l'avoir propre des actifs de production patrimoniale.

Depuis 2014, ce tarif patrimonial est même indexé à l'inflation, c'est-à-dire sans lien avec les coûts supportés par Hydro-Québec pour desservir ses clients québécois.

Dans son dossier tarifaire 2025, Hydro-Québec calcule un coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 3,59 cents/kWh.

La portion du bloc patrimonial attribuée aux clients industriels au tarif L et en contrats spéciaux a été exemptée dès le départ de cette « taxe déguisée » (indexation du tarif patrimonial) en reconnaissance de l'importance de préserver la compétitivité de nos usines québécoises soumises à la concurrence internationale et pour qui le prix de l'électricité est un intrant majeur de leurs coûts d'exploitation.

Malheureusement, le PL 69 propose d'éliminer cette reconnaissance et de taxer davantage les usines consommant au tarif L en assujettissant leur part du bloc patrimonial à une indexation à l'inflation.

L'AQCIE a réalisé une évaluation sommaire de ce qu'aurait dû être le coût de l'électricité patrimoniale dès l'an 2000 : 1,40 cents/kWh au lieu de 2,79 cents/kWh.

Sachant que les actifs de production d'Hydro-Québec pour le bloc patrimonial ont continué à être amortis depuis l'an 2000 et que le ministre de l'époque avait reconnu que le tarif patrimonial baisserait donc en conséquence avec le temps, il est clair que les consommateurs québécois d'électricité de tout type, payent beaucoup trop, depuis bien trop longtemps pour le « bloc patrimonial ».

Le coût moyen présenté par Hydro-Québec pour 2025 pour l'électricité patrimoniale est de plus de 155% supérieur à ce qu'un rendement plus que raisonnable de 10% sur l'avoir propre de l'actionnaire d'Hydro-Québec, justifierait.

Conséquemment, avant de chercher à augmenter le tarif patrimonial pour les clients au tarif L et ainsi miner leur compétitivité, le PL 69 devrait plutôt assurer une réelle transparence des tarifs d'électricité que l'ensemble des consommateurs québécois payent et **mandater la Régie de l'énergie pour fixer le tarif patrimonial en fonction du réel coût pour Hydro-Québec, incluant un rendement raisonnable sur l'investissements de l'actionnaire.**

→ Augmentation majeure du tarif L d'ici 2035 et impact de l'indexation proposée du bloc patrimonial

Nous avons calculé l'évolution probable du tarif L de 2025 à 2035, soit à partir du tarif L 2025 demandé par Hydro-Québec qui vise déjà à augmenter de 3,3% le tarif L par rapport au tarif 2024, lequel avait déjà subi une hausse de 8% depuis 2023.

En vertu de ce que le PL 69 propose, si l'inflation n'est que de 2% par année et que c'est le taux appliqué à l'indexation du coût du patrimonial, le tarif L augmentera de 57,1% de 2025 à 2035!

L'impact de la seule indexation de la portion patrimoniale, proposition du PL 69, ajoute en elle-même 8,1% d'augmentation au tarif L d'ici 2035.

La facture du client « moyen » au tarif L passerait donc de 8 562 084 \$ à 13 451 034 \$ par année en 2035. Celle du client payant 40 M \$ par année deviendrait 62,84 M \$ en 2035.

Pour illustrer davantage l'impact sur la survie de nos usines québécoises, la seule indexation du patrimonial pour le tarif L représente pour un client payant 40 M \$ annuellement, une augmentation de 360 000 \$ pour 2026 si l'inflation n'est que de 2%. Ce 360 000 \$ équivaut à quatre emplois d'usines bien payés et cette augmentation sera répétée à chaque année par la suite.

L'AQCIE propose que les articles du PL 69 soient modifiés pour poursuivre l'exemption de l'indexation du coût de l'approvisionnement patrimonial au tarif L.

Subsidiairement, l'AQCIE demande que le PL 69 spécifie clairement, comme le libellé législatif actuel le prévoyait, la méthode d'attribution du coût du patrimonial entre les classes de clients et que toute indexation future pour le tarif L s'applique à partir du coût attribué en 2025 (2,46 cents du kilowattheure).

→ Perte de compétitivité du tarif L

Afin de justifier une augmentation significative du tarif L qui est déjà supérieur aux coûts réels d'Hydro-Québec, certains, dont Hydro-Québec, limitent leur analyse à affirmer que le tarif L apparaît nominalement inférieur à plusieurs tarifs d'électricité affichés dans d'autres juridictions urbaines nord-américaines.

Comme la majorité des grands centres urbains ont généralement des économies orientées vers l'industrie des services, 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).

L'AQCIE constate que la position concurrentielle du tarif L s'est détériorée de 2019 à 2023 par rapport aux tarifs industriels, tant pour les clients à 5 MW qu'à ceux à 50 MW et ce, même à partir des données comparatives fournies par Hydro-Québec et malgré les limites énoncées de ces comparaisons de tarifs affichés.

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. D'autres facteurs guident les décisions d'investissements des entreprises industrielles et 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 d'électricité, pour compenser les coûts supérieurs de faire affaires au Québec.

→ Interfinancement

Nous supportons la proposition du PL 69 d'édicter une nouvelle loi permettant la mise en place d'un programme d'aide financière visant à limiter l'impact de la hausse des tarifs de distribution d'électricité pour la clientèle domestique et ce, par la **création d'un Fonds d'aide à la clientèle domestique d'Hydro-Québec, lequel ne serait pas alimenté par les autres consommateurs d'électricité.**

Ceci constitue une bonne première étape pour cesser de faire payer certaines classes de consommateurs d'électricité pour les coûts de desserte d'autres classes de clients d'Hydro-Québec.

Néanmoins, **nous proposons de supprimer le troisième alinéa du nouvel article 52.1 LRÉ, tel que proposé par le PL 69. Ceci donnera à la Régie de l'énergie la latitude requise pour corriger graduellement l'interfinancement.**

→ Éléments exogènes non nécessaires à la prestation du service d'Hydro-Québec

Le PL 69 propose de modifier les articles 5 et 49 LRÉ pour indiquer à la Régie qu'elle devra favoriser, dans l'exercice de ses fonctions, « ... une transition énergétique ordonnée et au moindre coût,... » (article 5). L'article 49 verrait la Régie être autorisée, pour fixer les tarifs des consommateurs québécois d'électricité, à « ... tenir compte de tout autre élément qu'elle estime appropriée notamment pour favoriser la réalisation de la transition énergétique. »

Cet élargissement des pouvoirs de la Régie de l'énergie de fixer des tarifs, non pas sur la base du coût de service mais, sur tout concept ou idée que des régisseurs pourraient trouver justifiés, est une invitation à la politisation et aux débats répétés sur ce qui peut être facturé aux consommateurs d'électricité. Ceci crée une incertitude constante sur la prévisibilité du mécanisme de fixation des tarifs au Québec. Ces dispositions n'ont pas de limites objectives établis pour leur application.

L'AQCIE s'oppose aux modifications suggérées aux articles 5 et 49 LRÉ (et tout autre article qui aurait pu être modifié en conséquence, dont l'article 51 LRÉ qui devrait être restauré et s'appliquer à la distribution d'électricité).

→ PGIRE

L'AQCIE appuie la proposition du PL 69 de mandater le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, d'établir aux six ans, **un plan de gestion intégrée des ressources énergétiques** avec un horizon de 25 ans.

Cependant, pour s'assurer que les considérations de compétitivité de l'économie soient intégrées dans l'élaboration du plan, **l'AQCIE suggère d'ajouter expressément à la fin du premier alinéa de l'article 14.2 LMÉIE, proposé par le PL 69, les mots suivants :**

« ... et de compétitivité de l'économie. »

→ **Droit d'appel requis pour mieux protéger les intérêts stratégiques en énergie**

Les dossiers énergétiques sont d'une importance hautement stratégique pour le Québec et qui impliquent souvent des centaines de millions, sinon des milliards de dollars. Ils devraient bénéficier de la même valve de sureté que les litiges privés de bien moins grande valeur, surtout que le PL 69 propose un cycle tarifaire aux trois ans plutôt qu'annuel.

Un droit de « contestation » devant un tribunal administratif (appel administratif) ou un droit d'appel devant une cour de justice (appel judiciaire) serait de nature à permettre un contrôle plus efficace des décisions de la Régie dans le meilleur intérêt de tous.

→ **Limites injustifiées proposées à la capacité des consommateurs de questionner les demandes d'Hydro-Québec**

Le PL 69 contient des modifications problématiques qui restreignent davantage le droit des consommateurs d'électricité québécois de questionner et contredire les demandes d'Hydro-Québec, lesquelles finissent par être payées par les consommateurs.

L'article 35.1, alinéa 2 LRÉ, tel que suggéré par le PL 69, indique que la Régie donne suite à une demande d'intervention dans un dossier dont elle est saisie, « ... si l'intervention est utile à ses délibérations, ... »

Comment peut-on démontrer au début du dossier qu'une intervention est utile « aux délibérations », lesquelles ont lieu une fois le dossier d'audition complété (donc en fin de dossier)? **Nous suggérons de supprimer ce deuxième alinéa de l'article 35.1 LRÉ proposé par le PL 69.**

À l'article 36 LRÉ, le PL 69 propose d'ajouter au deuxième alinéa, une limite aux potentiels remboursement de « frais des intervenants » : « ... en s'assurant d'une répartition équitable du financement entre ces dernières. »

L'AQCIÉ s'oppose à cet ajout au deuxième alinéa de l'article 36 LRÉ proposé.

→ **Renversement du fardeau de preuve injustifié en faveur d'Hydro-Québec**

Article 50 LRÉ, proposé par le PL 69 :

Cet article établit une présomption en faveur de l'utilité réglementée à l'effet que tous ses investissements et acquisitions pour son réseau, sont présumés prudemment acquis et utiles lorsque vient le temps de fixer les tarifs une fois par trois ans et qu'il y a lieu d'établir la base de tarification.

Cet ajout totalement nouveau vient renverser le fardeau qu'a l'entreprise réglementée de démontrer quels investissements et acquisitions devraient être inclus comme prudemment acquis et utile dans la base de tarification.

L'article 49, al. 1 (1) LRÉ est suffisant pour fixer la base de tarification. C'est Hydro-Québec qui a l'information et les ressources pour expliquer les ajouts d'actifs à son réseau. Il est donc normal qu'elle ait le fardeau de justifier ces investissements. **L'AQCIÉ s'oppose à l'article 50 proposé par le PL 69.**

→ Protéger les consommateurs d'électricité au moins comme ceux de gaz naturel

L'article 48 LRÉ tel que modifié par le PL 69 prévoit que la Régie fixera les tarifs pour les trois prochaines années en fonction des projections de revenus et de dépenses pour ces trois années qu'Hydro-Québec soumettra.

Le risque pour les consommateurs d'électricité est bien réel de payer encore plus cher que requis leurs tarifs, alors ceux-ci sont déjà appelés à augmenter substantiellement dans la prochaine décennie en raison de la transition énergétique.

Les articles 48 (électricité) et 48.1 (gaz naturel) LRÉ devraient donner les mêmes protections aux consommateurs des deux sources d'énergie.

Encore mieux, l'article 49 LRÉ devrait prévoir spécifiquement que la Régie doive mettre en place un « mécanisme de traitement des écarts de revenus » (MTER) lorsqu'elle fixe un tarif. Un tel ajout pourrait être un nouvel article 49 (4.1) LRÉ.

→ Ne pas abolir le processus d'appel d'offres pour les futurs approvisionnements en électricité

Article 74.1 LRÉ, proposé par le PL 69 :

L'intention alléguée de ne plus systématiquement recourir à des appels d'offres pour l'obtention de nouvelle électricité, inquiète les consommateurs qui perdent ici un mécanisme de protection prouvé pour obtenir ces approvisionnements au meilleur coût.

L'article 74.1, al. 3 (3) LRÉ, proposé par le PL 69, ajoute une exception permettant à Hydro-Québec de se soustraire à l'obligation d'appel d'offres : « lorsque le gouvernement autorise le contrat d'approvisionnement en électricité aux conditions qu'il détermine ».

Cette disposition apparaît fort discrétionnaire et ne constitue aucunement un rempart contre des hausses de coûts plus importantes qu'elles pourraient être.

À défaut de préciser les cas envisagés à l'article 74.1, al. 3 (3) LRÉ, proposé par le PL 69, qui donnerait carte blanche à HQD, le risque est trop grand pour les factures de tarif des consommateurs québécois et **nous suggérons de supprimer ce sous-paragraphe (3).**

1. PORTRAIT DE L'AQCIE ET DE SES MEMBRES

Fondée en 1981, l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (ci-après, AQCIE) représente et porte la voix des 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.

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 membres de l'AQCIE sont clientes d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (ci-après, HQD) et payent leur électricité aux Tarifs L (tarif de grande puissance pour usage industriel) ou M (tarif de moyenne puissance dont pour usage industriel) d'HQD. Quelques membres ont conclu des contrats spéciaux qui déterminent les tarifs et les conditions auxquels l'électricité leur est distribuée par HQD et ce, conformément au pouvoir du Gouvernement du Québec de permettre de tels contrats en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*.²

Les industries, dont les intérêts sont défendus par l'AQCIE, consomment plus du **tiers** de l'électricité vendue par HQD. Elles paient environ 3,5 milliards \$ annuellement en tarifs d'électricité.³

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.⁴ »

Pour illustrer l'apport des grands industriels aux revenus d'Hydro-Québec et ce, au bénéfice de l'ensemble des clients québécois, on peut référer à de récentes données fournies par Hydro-Québec⁵ : **environ 20% % des produits des ventes d'électricité au Québec** en millions de dollars proviennent du secteur « Grands clients industriels » (171 établissements au tarif L et 7 en contrats spéciaux) malgré le fait que le nombre d'abonnements au Québec de ce secteur **ne constitue que 0,004 % du nombre d'abonnements** totaux (178 sur 4 377 892).

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

² L.R.Q., c. H-5, art. 22.0.1

³ R-4270-2024, pièce HQD-1, Document 1 (Annexe A), page 9 de 15 et R-3972-2016, Rapport d'HQD, pages 44 et 45.

⁴ Rapport d'HQD soumis à la Régie de l'énergie dans le dossier R-3972-2016, 20 décembre 2016, page 11.

⁵ R-4270-2024, pièce HQD-1, Document 1 (Annexe A), page 9 de 15.

Notons au passage que ces clients desservis en grande puissance (tarif L et contrats spéciaux) sont bien souvent alimentés directement à partir du réseau de transport d'électricité, ce qui explique et justifie également un tarif inférieur aux autres classes tarifaires qui nécessitent l'installation d'un réseau de distribution d'électricité.

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**.

D'ailleurs, l'apport socio-économique des industries GCE dans les régions du Québec est un élément crucial que le gouvernement du Québec doit toujours garder à l'esprit. Selon les estimations faites par E&B DATA à partir de l'examen de fichiers-fournisseurs d'entreprises GCE, plus de 80% des dépenses réalisées au Québec par les industries GCE le sont à l'extérieur des grands centres urbains. Ces dépenses en région se chiffraient en dizaines de milliards de dollars par année et, à l'exception du secteur agroalimentaire, il n'existe actuellement aucun autre secteur industriel en région capable d'approcher cet ordre de grandeur.

Alors que le Québec s'est engagé dans un exercice collectif de transition énergétique et de décarbonation de l'économie d'ici 2050 et que le gouvernement juge nécessaire pour atteindre ces objectifs, de moderniser le cadre légal et réglementaire applicable au secteur de l'énergie, il importe de rappeler que le développement et le maintien de la vitalité socio-économique des régions doit aussi compter parmi les priorités du gouvernement. Ainsi, cette transition énergétique ne doit pas se faire au détriment de la compétitivité de nos différentes industries, et ce, partout à travers le Québec.

C'est dans cette optique que nous vous soumettons respectueusement nos commentaires sur le projet de loi n° 69 (ci-après « PL 69 »). Si certaines propositions incluses au PL 69 ajoutent à la transparence requise pour favoriser une transition énergétique réussie, plusieurs dispositions envisagées affecteront négativement les consommateurs québécois d'électricité, généralement captifs d'Hydro-Québec, et nuiront à la position concurrentielle des usines québécoises, mettant à risque le tissu industriel de plusieurs régions du Québec.

2. LE POIDS DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LA COMPÉTITIVITÉ DES USINES DU QUÉBEC

Il existe une relation symbiotique entre le développement hydroélectrique québécois et la présence ici d'industries GCE, qui constituent une partie essentielle de la structure industrielle du Québec. Depuis des décennies cette relation est l'une des grandes forces du Québec. Ces entreprises contribuent au dynamisme économique et social des régions et du Québec dans son ensemble. De plus, elles participent largement à l'amortissement des grandes centrales hydroélectriques qui font aujourd'hui partie du patrimoine québécois.

Ainsi, c'est bien connu, le coût de l'électricité est un facteur majeur pouvant affecter positivement ou négativement la compétitivité des usines d'ici.

Pour les entreprises industrielles GCE, la part qu'occupe l'achat d'électricité dans leurs coûts d'exploitation varie de 25% à plus de 70%. À titre d'illustration, mentionnons que selon l'Association canadienne de l'industrie de la chimie, l'électricité représente 60% des coûts variables de la production de chlore.⁶ Dans le secteur de l'aluminium, l'Association de l'aluminium du Canada indique que la facture d'électricité représente environ 25% des coûts de production des alumineries clientes d'Hydro-Québec.

Dans ce contexte, il est donc capital que les tarifs industriels d'électricité soient concurrentiels afin de renforcer le tissu industriel du Québec.

Quant aux factures d'électricité que ces entreprises industrielles GCE paient à HQD, elles totalisent souvent plusieurs millions de dollars par année, certains membres de l'AQCIE payant même plus de 100 M \$ annuellement.

On comprend alors sans difficulté toute l'importance d'offrir des tarifs d'électricité qui soient concurrentiels pour permettre aux usines du Québec de survivre et de se développer dans un contexte mondial de plus en plus compétitif.

Pour la plupart d'entre elles, les industries GCE se caractérisent par l'importance des capitaux nécessaires à l'établissement d'installations de production et par les investissements constants et importants requis pour maintenir ces installations à niveau et pour assurer une performance enviable.

Ces sommes considérables, qui se chiffrent en milliards de dollars, contribuent à la durée prolongée de l'exploitation de ces industries et au rôle structurant unique qu'elles jouent dans les régions québécoises.

Leur pérennité n'est cependant jamais acquise puisque les conditions d'exploitation doivent demeurer concurrentielles, **à l'échelle mondiale**, pour notamment maintenir les entreprises déjà implantées.

Effectivement, une installation dans laquelle on n'investit pas régulièrement voit vite sa performance décroître, tant sur les plans de la capacité de production que de la compétitivité, en plus de peiner à répondre aux critères d'efficacité énergétique et de performance environnementale. En quelques années, ces installations peuvent même tomber en désuétude. Se pose alors la question de

⁶ *Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solutions*, Rapport final d'Éconoler produit à la Régie de l'énergie en décembre 2016, page 44.

l'investissement ou de la fermeture, une décision que peut précipiter l'imposition d'exigences supérieures à celles des autres juridictions où la société possède des installations concurrentes.

C'est pourquoi, ici comme ailleurs au Canada, en Amérique du Nord et à l'échelle internationale, les entités des entreprises GCE mondialisées se livrent une forte concurrence pour attirer chez elles les investissements qui, en somme, garantissent leur survie.

Or, les opportunités d'investissements ne manquent pas à l'échelle planétaire. En raison de l'importance qu'occupe l'achat d'électricité dans les coûts d'exploitation des industries GCE, ainsi que de l'envergure et de la perspective de long terme associées à leurs **investissements, ces derniers ne peuvent être consentis que dans un contexte de compétitivité et de transparence dans la fixation des tarifs.**

L'arbitrage des investissements entre leurs différentes filiales est aisé à faire pour les entreprises mondialisées qui fabriquent souvent les mêmes produits à différents endroits dans le monde. Toute diminution de l'attrait des tarifs d'électricité québécois représente une menace bien concrète.

3. POUR UNE SAINTE GOUVERNANCE D'HYDRO-QUÉBEC : UNE TARIFICATION SELON LES COÛTS PAR UN RÉGULATEUR INDÉPENDANT

Les industriels du Québec doivent faire affaires avec Hydro-Québec pour s'approvisionner en électricité. Or, Hydro-Québec est une société d'État bénéficiant du pouvoir et de l'influence de son unique actionnaire, le Gouvernement du Québec. Cet état de fait peut créer de l'incertitude et de l'inquiétude chez les entreprises GCE qui dépendent de tarifs d'électricité justes, raisonnables et surtout compétitifs.

Des mécanismes clairs et prévisibles doivent donc exister pour rassurer les entreprises implantées au Québec, que les tarifs ne seront pas sujets à des décisions inattendues des autorités gouvernementales politiques ou administratives.

La tarification basée sur les coûts est la meilleure garantie de tarifs transparents, prévisibles et compétitifs.

C'est une raison fondamentale pour laquelle les entreprises industrielles GCE soutiennent depuis toujours la fixation des tarifs d'électricité en fonction des coûts réels (incluant un rendement raisonnable sur l'équité investie par son actionnaire) que doit encourir Hydro-Québec pour desservir ses différentes classes de clients.

Afin de permettre que cet exercice de fixation des tarifs soit transparent et crédible, l'AQCIÉ et ses membres réitèrent depuis plus de 25 ans qu'un organisme indépendant de régulation économique doit être le forum privilégié pour examiner, questionner et contester, au besoin, les demandes d'Hydro-Québec.

3.1 Une entreprise d'utilité publique doit être réglementée sur la base de ses coûts réels

C'est cette nécessité reconnue de réglementer Hydro-Québec comme tout autre entreprise d'utilité publique en Amérique du Nord qui avait mené à la création de la Régie de l'énergie, organisme indépendant pouvant fournir cette transparence dans la fixation de tarifs industriels d'électricité compétitifs pour les entreprises du Québec :

« La création d'une Régie de l'énergie, dotée de pouvoirs décisionnels, apportera transparence et équité dans le fonctionnement du secteur énergétique québécois, dans la définition des tarifs des entreprises réglementées. Sa mise en place garantira que les choix d'investissement sont effectués en connaissance de cause et que le public y participe pleinement. »⁷

Malheureusement, dès les premières années d'existence de la Régie de l'énergie, son mandat a été restreint quant à la fixation des tarifs d'électricité. Ainsi, les tarifs de vente au Québec de la production d'Hydro-Québec, ont été soustraits de la juridiction de la Régie, ne laissant à cette dernière que le mandat de fixer les tarifs des activités de transport d'électricité et de distribution.

⁷ *L'Énergie au service du Québec : une perspective de développement durable*. Ministère des ressources naturelles. 1996. Page 3.

Or, pour toutes les classes de clients d'HQD, la portion « approvisionnement en électricité » des tarifs payés à HQD, constituent plus de 40% de ceux-ci. Si les portions « transport d'électricité » et « distribution d'électricité » sont demeurées, imparfaitement, sous le mandat de la Régie d'en fixer les tarifs, il n'en reste pas moins que les activités de production d'Hydro-Québec et le tarif patrimonial échappent à une revue transparente, crédible et publique depuis trop longtemps déjà.

3.2 L'approvisionnement en électricité par Hydro-Québec doit être réglementé comme le transport et la distribution

Dans le cadre de la transition énergétique qui oblige à examiner la totalité des coûts devant être assumés par la clientèle québécoise d'Hydro-Québec au-travers des tarifs qui leur sont facturés, il n'est plus défendable de ne pas jeter un regard contemporain et complet sur ce qui compose ces tarifs, ce qui veut dire revoir le tarif patrimonial dans le même exercice de transparence que celui qui a été fait historiquement pour les composantes « transport » et « distribution » devant la Régie.

La portion « approvisionnement en électricité » assumée par HQD et incluse dans les tarifs à sa clientèle québécoise, comprend des achats postpatrimoniaux, lesquels font l'objet, en vertu de la législation actuelle, d'appels d'offres pour assurer à la clientèle québécoise qu'elle soit approvisionnée au meilleur coût selon la source de cette électricité. C'est tout à fait approprié de considérer l'impact sur les consommateurs d'électricité grâce à ce type de processus considérant qu'il s'agit de contrats de long-terme qui affecteront les factures d'électricité des clients pendant des décennies. Malheureusement, le PL 69 diminue significativement l'importance de ce mécanisme de protection des consommateurs d'électricité en donnant beaucoup trop de latitude à Hydro-Québec, sans assurer de mesures alternatives robustes pour limiter les impacts sur les factures futures des consommateurs d'électricité québécois.

La **revue du coût de l'approvisionnement en électricité qui provient du tarif patrimonial** représente également un enjeu majeur à cet égard. En effet, pour les clients industriels en grande puissance (tarif L), les données du plus récent dossier tarifaire d'Hydro-Québec (pour 2025) montrent que 72% de la facture totale d'un client au tarif L, est pour la portion « approvisionnement en électricité ». Or, 90% de cet approvisionnement (en quantité) provient du bloc patrimonial, pour lequel le tarif applicable totalise 63% de la facture d'approvisionnement d'électricité. **Ainsi, plus de 45% du montant de la facture totale reçue d'Hydro-Québec pour un client au tarif L, est pour la part du bloc patrimonial attribué à cette classe de clients.**⁸

Le même raisonnement s'applique pour les clients résidentiels, commerciaux et les industriels en moyenne puissance (tarif M), bien que les proportions varient selon le profil de chacune de ces classes de consommateurs électriques. Un exercice tarifaire en bonne et due forme est donc nécessaire pour établir contemporanément ce tarif patrimonial. On ne peut plus soustraire à un examen transparent, ce qui représente près de 40% de la facture des consommateurs québécois d'électricité.

⁸ Dossier R-4270-2024, pièce B-035 d'Hydro-Québec, page 14.

Les consommateurs québécois d'électricité, à qui on annonce des coûts additionnels en raison de la transition énergétique et de la décarbonation de l'économie, seront beaucoup plus enclin à comprendre les coûts réels à assumer, si la facture totale d'Hydro-Québec est déterminée par un régulateur indépendant dans un processus transparent et public. Une telle démarche permettra de s'assurer qu'Hydro-Québec génère sur tous ses actifs au service des clients québécois, incluant ceux de production, que des rendements justes et raisonnables, selon les règles usuelles de régulation économique.

Cette nécessité de transparence peut d'ailleurs s'inspirer de la tarification objective et indépendante du gaz naturel et de ses différentes composantes, en place avec succès au Québec depuis plusieurs décennies. Les clients des distributeurs gaziers bénéficient de factures qui détaillent chaque composante, soit : fourniture, transport de gaz naturel, équilibrage et distribution du gaz naturel. Les clients de gaz naturel peuvent ainsi vérifier les montants que le distributeur gazier leur facture, en sachant que la Régie de l'énergie valide les coûts réels encourus par le monopole.

Dans le contexte électrique, les clients ne bénéficient pas de cette transparence. Même les clients résidentiels d'Hydro-Québec qui profitent de l'interfinancement au détriment des clients commerciaux et industriels du Québec, auraient avantage à connaître le taux réel de rendement qu'Hydro-Québec, dans ses activités de production, réalise avec la vente de son électricité patrimoniale au tarif fixé par la législation ou, selon ce que prévoit le PL 69, fixé discrétionnairement par les gouvernements futurs.

Ce tarif patrimonial est d'ailleurs indexé à l'inflation depuis dix ans, sans qu'il soit démontré que le KWh produit par les actifs patrimoniaux engendre des coûts supplémentaires d'une année à l'autre. Considérant que les actifs de production d'Hydro-Québec se déprécient avec le temps, il est en conséquence permis de croire que le tarif patrimonial chargé aurait plutôt dû décroître depuis longtemps.

Il est donc raisonnable d'assumer qu'Hydro-Québec et son actionnaire ont généré des rendements excédentaires à ce qu'une tarification sur la base du coût de service (incluant évidemment un rendement juste et raisonnable) aurait permis dans un cadre transparent et prévisible, comme il se fait usuellement pour fixer les tarifs des clients de tout monopole. Tous les types de consommateurs d'électricité du Québec (résidentiels, commerciaux, industriels, etc.) s'en retrouvent désavantagés.

3.3 Le tarif patrimonial doit être revu à la baisse pour respecter le pacte social québécois

Pour bien saisir les effets négatifs sur l'ensemble des consommateurs d'électricité du Québec de la fixation du tarif patrimonial au niveau où il se trouve actuellement et les effets dommageables des propositions du PL 69 sur ce sujet, il importe de faire un bref rappel de l'évolution des règles de détermination du coût de l'électricité patrimoniale.

Le 16 juin 2000, l'Assemblée nationale adopte le projet de loi 116 intitulé *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* (L.Q. 2000, c. 22).

L'article 15 de cette loi introduit l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (ci-après « LRE ») visant à désigner un volume de consommation annuelle des marchés québécois allant jusqu'à 165 térawattheures comme étant la « consommation patrimoniale annuelle ». Cet article indique que le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est établi à partir d'un coût **moyen** de fourniture de l'électricité patrimoniale de **2,79 cents le kilowattheure**. Cela a été établi sur la base d'une étude de Merrill Lynch commandée par le Gouvernement du Québec.

- Merrill Lynch. *Le tarif de fourniture d'électricité au Québec et les options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité – rapport présenté au ministère des Ressources naturelles du Québec*. New York, Merrill Lynch & Co., 14 janvier 2000;
- Journal des débats de la Commission de l'économie et du travail sur le projet de loi 116; <https://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/cet-36-1/journal-debats/CET-000607.html>

Lors des échanges en commission parlementaire, le ministre responsable du projet de loi 116 reconnaissait que ce taux de 2,79 cents le kilowattheure, représentait selon les calculs de l'étude de Merrill Lynch, **un taux de rendement d'au moins 18% sur l'avoir propre des actifs de production patrimoniale**.

Ce tarif patrimonial de 2,79 ¢/kWh entraînait donc un coût d'approvisionnement plus élevé que celui qui eût prévalu si le gouvernement avait laissé la Régie de l'énergie déterminer cette composante sur la base du coût réel d'Hydro-Québec. À l'assemblée nationale, l'opposition avait alors dénoncé ce qu'elle considérait être un accroc au « pacte social » de 1962 – par lequel la population québécoise a accepté de suivre son gouvernement dans le projet de nationalisation d'Hydro-Québec en échange de tarifs résidentiels bas et de stabilité tarifaire.

Pour contrer ces critiques, le ministre responsable du projet de loi 116 avait cru bon rappeler que ce **tarif patrimonial n'allait pas augmenter mais qu'au contraire, il allait baisser** en fonction de l'amortissement cumulé sur les installations de production :

« Ce qui est important, c'est que non seulement il est bas, ce prix-là, ce prix patrimonial, mais, en plus, il ne pourra pas augmenter, il va juste pouvoir baisser, c'est dans la loi. Il n'augmentera pas, il va juste pouvoir baisser, et il va baisser sur décision du gouvernement, pour être revu à la baisse, parce qu'il va arriver, au fil des années, avec l'amortissement des vieilles installations, que le taux de rendement en production va être appelé à augmenter, et il pourra arriver à ce moment-là que le gouvernement dise: Bon, bien, là, le taux de rendement de production est nettement trop élevé, on le baisse. Et comment le baisser? Bien, on va baisser le tarif patrimonial. La seule possibilité, c'est la baisse. »⁹

Le ministre poursuivait en ajoutant : « M. le Président, ce que le projet de loi n° 116 propose, c'est de protéger par voie législative et pour longtemps les acquis de la nationalisation de l'électricité dont les Québécois seuls ont supporté les coûts pendant des années. »

⁹ Journal des débats à l'Assemblée nationale, 26 mai 2000.

Or, plutôt que de réduire le tarif patrimonial, les gouvernements successifs, depuis plus de 20 ans, ont choisi de maintenir ce tarif et même de taxer davantage les consommateurs québécois d'électricité en indexant, depuis 2014, ce tarif patrimonial à l'inflation, indexation sans lien avec les coûts supportés par Hydro-Québec pour desservir ses clients québécois.

Le 11 juin 2010, l'Assemblée nationale adopte le projet de loi 100 (L.Q. 2010, c. 20), suivi le 14 juin 2013 du projet de loi 25 intitulé *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012* (L.Q. 2013, c. 16).

L'article 64 de LQ 2010, c. 20 et ensuite l'article 3 de LQ 2013, c. 16 viennent modifier l'article 52.2 LRÉ de manière à prévoir à son alinéa 3 qu'à compter de 2014, le gouvernement alloue un coût de fourniture de l'électricité patrimoniale à chaque catégorie de consommateurs à chaque année, en tenant compte de l'évolution de la consommation de chaque catégorie, sur la base d'un coût moyen de fourniture de ce bloc patrimonial indexé par rapport à l'année précédente (sans pouvoir être inférieur à zéro). Cette indexation ne s'applique pas au tarif L, ni aux contrats spéciaux. L'annexe I de la LRÉ n'ayant plus d'objet depuis 2005, l'article 66 de LQ 2010, c. 20 vient l'abroger. L'article 24.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* (ci-après « LHQ ») permettant de diminuer le coût de l'électricité patrimoniale alloué à chaque consommateur est également abrogé (art. 61 de LQ 2010, c. 20).

Ainsi, à partir de l'année tarifaire 2014-2015, le gouvernement édicte par décret, avant chaque année tarifaire, le coût de la fourniture de l'électricité patrimoniale à chacune des catégories de consommateurs en appliquant les règles d'indexation prévues à l'alinéa 3 de l'article 52.2 LRÉ au coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

- Décret n° 84-2014, n° 1069-2014; n° 943-2015; n° 1047-2016; n° 78-2018; cn° 46-2019 (pour l'année 2019-2020)

<https://www.regie-energie.qc.ca/fr/la-regie/lois-reglements/decrets-et-projets-de-reglement>

Le dernier coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale décrété par le Gouvernement pour l'année 2019-2020 était de 2,96 cents/kWh. Normalement, le Gouvernement devra adopter un nouveau décret en vertu de l'article 52.2(3) LRÉ au début 2025 en prévision du dossier tarifaire du distributeur pour l'année 2025-2026.

À cet égard, dans son dossier tarifaire 2025, Hydro-Québec calcule un coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de **3,59 cents\kWh**.¹⁰

Comme mentionné ci-haut, la portion du bloc patrimonial attribuée aux clients industriels au tarif L et en contrats spéciaux a été exemptée dès le départ de cette « taxe déguisée » (indexation du tarif patrimonial) en reconnaissance de l'importance de préserver la compétitivité de nos usines québécoises soumises à la concurrence internationale et pour qui le prix de l'électricité est un intrant majeur de leurs coûts d'exploitation.

Comme le Premier ministre actuel, François Legault, le rappelait dans une intervention à l'Assemblée nationale, le mercredi 29 mai 2024 :

¹⁰ R-4270-2024, HQD-5, Document 1, page 14.

« Depuis qu'Hydro-Québec existe, que ça soit les gouvernements libéraux, péquistes, il y a toujours eu un tarif avantageux pour les entreprises industrielles, que ça soit des entreprises québécoises ou des entreprises étrangères.

Pourquoi il y a un tarif privilégié pour les entreprises industrielles? Parce qu'il y a des retombées, il y a des emplois qui se créent à 75 000 \$ à 100 000 \$ par année. Donc, quand on calcule la réduction des tarifs versus les retombées, le Québec est gagnant. »

Malheureusement, le PL 69 propose d'éliminer cette reconnaissance et de taxer davantage les usines consommant au tarif L en assujettissant la part du bloc patrimonial attribué au tarif L à une indexation à l'inflation.

Avant de discuter plus amplement de l'impact négatif de cette proposition du PL 69 sur la compétitivité des usines québécoises, l'AQCIE a voulu savoir ce qu'aurait dû être le coût de l'électricité patrimoniale dès l'an 2000. Une évaluation sommaire a été réalisée en considérant d'une part, les achats en provenance de la centrale de Churchill Falls (contrat avec Terre-Neuve et Labrador) et d'autre part, en considérant uniquement les investissements d'Hydro-Québec dans ses actifs québécois pour fournir les 165 térawattheures d'électricité patrimoniale.

Évaluation en considérant les achats de Churchill Falls:

Au Rapport annuel 2000 d'Hydro-Québec, la valeur nette des équipements de production est de 22 974 M\$ (page 68).

En considérant une durée de vie de 50 ans (ce qui est conservateur pour une centrale hydroélectrique), Cette valeur correspond à une annuité de

- 4136,4 M\$ à un taux de rendement de 18%
- 3449,3 M\$ à un taux de rendement de 15%
- 2317,1 M\$ à un taux de rendement de 10%

Pour l'année 2000, les ventes totales de HQ sont de 190 TWh. (page 86)

Étant donné que les achats d'énergie de Churchill Falls sont d'environ 35 TWh, on peut estimer que les centrales de HQ peuvent fournir environ 155 TW.

Il en résulte un coût unitaire de

- 2,67 cents/kWh à un taux de rendement de 18%
- 2,23 cents/kWh à un taux de rendement de 15%
- 1,49 cents/kWh à un taux de rendement de 10%

Pour avoir un coût réel de HQ, il faut prendre en considération l'achat d'environ 35 TWh de Churchill Falls. En supposant un prix de 1 cent/kWh, le coût moyen pondéré de production devient :

- 2,36 cents/kWh à un taux de rendement de 18%
- 2,00 cents/kWh à un taux de rendement de 15%
- 1,40 cents/kWh à un taux de rendement de 10%

Évaluation sans les achats de Churchill Falls:

Si on considère qu'uniquement les investissements de HQP fournissent les 165 TWh d'électricité patrimoniale, le coût unitaire de l'énergie est comme suit :

- 2,51 cents/kWh à un taux de rendement de 18%
- 2,09 cents/kWh à un taux de rendement de 15%
- 1,40 cents/kWh à un taux de rendement de 10%

Coût de l'électricité patrimoniale en 2000:

Étant donné que le taux de rendement du Distributeur est maintenant fixé par la Régie à 8,2%, le taux de rendement à considérer pour la production devrait être au maximum de 10%.

À titre de référence, le taux de rendement autorisé par le Régie sur la base de tarification de HQT a été 9,72% pour l'année 2001. (D-2002-095, page 303)

Dans ces conditions, le coût en 2000 aurait dû être de 1,40 cents/kWh au lieu de 2,79 cents/kWh.

Sachant que les actifs de production d'Hydro-Québec pour le bloc patrimonial ont continué à être amortis depuis l'an 2000 et que le ministre de l'époque avait reconnu sans ambiguïté que le tarif patrimonial baisserait donc en conséquence avec le temps, il est clair que notre évaluation fait ressortir que les consommateurs québécois d'électricité de tout type, payent beaucoup trop, depuis bien trop longtemps pour la portion « approvisionnement en électricité » provenant du « bloc patrimonial ».

En d'autres mots, le coût moyen présenté par Hydro-Québec dans son dossier tarifaire 2025 pour **l'électricité patrimoniale est de plus de 155% supérieur à ce qu'un rendement plus que raisonnable de 10%** sur l'avoir propre de l'actionnaire d'Hydro-Québec, justifierait.

Conséquemment, avant de chercher à augmenter le tarif patrimonial pour les clients au tarif L et ainsi miner leur compétitivité, **le PL 69 devrait** plutôt assurer une réelle transparence des tarifs d'électricité que l'ensemble des consommateurs québécois payent et **mandater la Régie de l'énergie pour fixer le tarif patrimonial en fonction du réel coût pour Hydro-Québec, incluant un rendement raisonnable sur l'investissements de l'actionnaire**, le Gouvernement du Québec. Facturer quoi que ce soit de plus que les réels coûts, équivaut à taxer la consommation électrique sans justification rationnelle avec les coûts encourus par Hydro-Québec.

4. IMPACTS NÉGATIFS DE L'INDEXATION PROPOSÉE AU PL 69 DU TARIF PATRIMONIAL POUR LA COMPÉTITIVITÉ DES USINES QUÉBÉCOISES AU TARIF L

4.1 Incertitudes découlant du libellé du PL 69 sur l'indexation du tarif patrimonial

Pour les investisseurs et décideurs des entreprises GCE, la présence d'un cadre législatif prévisible pour la fixation des tarifs d'électricité est fondamentale. Rien ne nuit plus au climat de confiance pour les investisseurs d'entreprises industrielles pour lesquelles l'électricité est un intrant majeur que l'incertitude pouvant entourer les règles de fixation des tarifs d'électricité.

Cette nécessité d'éviter les ambiguïtés et les zones obscures dans les législations habilitantes comme la LRÉ et la LHQ est d'autant plus importante dans un contexte où ces entreprises cherchent à investir pour moderniser leurs installations de manière accélérée dans un contexte de décarbonation accrue.

Dans le *Mémoire au Conseil des ministres* du 28 mai 2024 accompagnant le PL 69, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie précise, à la page 15, que parmi les modifications proposées à la fixation des tarifs d'électricité, il entend notamment :

« Appliquer l'indexation (augmentation selon un taux correspondant à la variation de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation) du coût d'approvisionnement de l'électricité patrimoniale alloué à la catégorie de consommateurs des grands industriels (le coût alloué au tarif L); »

De cet énoncé, on serait à même de comprendre que cette indexation s'appliquerait à la suite de l'entrée en vigueur du PL 69, au dernier coût unitaire alloué à la catégorie Tarif L. Ainsi, à compter de l'année 2026, cette indexation s'appliquerait au coût unitaire d'approvisionnement de l'électricité patrimoniale de 2,46 cents le kilowattheure, indiqué comme applicable pour 2025 dans les plus récents documents d'Hydro-Québec (dossier tarifaire 2025).¹¹ Pour les années subséquentes, on s'attendrait à ce que les règles entourant cette indexation soient claires et soient en mesure de ne pas insécuriser les investisseurs en laissant craindre des décisions discrétionnaires des futurs décideurs politiques ou administratifs.

Malheureusement, la lecture du PL 69 laisse des questions d'importance en suspens sur cet aspect.

Les articles 33 et 111 du PL 69 viennent transférer une partie du contenu de l'actuel article 52.2 LRÉ vers les nouveaux articles 22.0.0.1 et 22.0.0.2 LHQ en ce qui concerne le pouvoir du gouvernement d'allouer le coût de l'électricité patrimoniale (qui demeure un volume total de 165 térawattheures) à des catégories de consommateurs.

Nous notons à la lecture du nouvel article 22.0.0.2 LHQ qui serait inséré par l'article 111 du PL 69 que :

- Bien que le Gouvernement puisse encore tenir compte de l'évolution de la consommation de chaque catégorie de consommateur dans l'établissement des coûts de l'électricité patrimoniale, **on ne réfère plus à la notion de « coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale »** comme condition devant guider la détermination du coût de fourniture de l'électricité à chaque catégorie de consommateurs (comme c'est le cas dans l'actuel art. 52.2, aliéna 3 LRÉ);

¹¹ Voir l'annexe 1 du présent mémoire pour la pièce de R-4270-2024, HQD-5, Document 1, page 14.

- **Le Gouvernement pourrait de plus déterminer désormais que certaines catégories de consommateurs ne se verront pas allouer de coût d'électricité patrimoniale, sauf peut-être pour la catégorie des contrats spéciaux** (nouvel 22.0.0.2 LHQ, al. 2, par. 1°);
- **Il n'y a plus d'exemption d'indexation du coût de l'électricité patrimoniale à l'égard du tarif L** (nouvel 22.0.0.2 LHQ, al. 2, par. 2°);
- **Le Gouvernement doit allouer « aux fins d'une révision tarifaire » le coût de l'électricité patrimoniale. À cette fin, il n'est pas clair ce que vise au paragraphe 2° du deuxième alinéa de l'article 22.0.0.2 LHQ la détermination d'une augmentation en fonction de l'indice des prix à la consommation du coût d'approvisionnement en électricité patrimoniale « pour chacune des années visées par la révision tarifaire précédente » en fonction de la période précédent chacune de ces années.**
 - Est-ce que cela vise simplement à déterminer le coût total de l'électricité patrimoniale qui sera applicable pour toute la durée de révision tarifaire 2026-2028 et qui sera réparti par décret du Gouvernement entre chaque catégorie de consommateurs auxquelles il alloue une partie de ce coût?
 - Est-ce que cela signifie que la Régie doit utiliser le même coût d'électricité patrimoniale alloué à une catégorie de consommateurs pour les trois années d'une révision tarifaire et que celui-ci sera ajusté par le Gouvernement uniquement à la prochaine révision tarifaire en fonction notamment de l'inflation survenue durant ces trois années?
 - Puisque ce paragraphe parle d'appliquer une indexation à partir des années visées par une révision tarifaire « précédente » (alors que le dossier tarifaire 2025 ne constitue pas une «révision tarifaire»), est-ce que cela veut dire que le Gouvernement peut fixer le coût d'électricité patrimoniale qu'il désire pour la première révision tarifaire qui fera faite en vertu du PL 69 (vu la disparition du 3^e alinéa de l'article 52.2 LRÉ), sans simplement indexer le coût moyen d'électricité patrimoniale qu'il décrètera pour le dossier tarifaire 2025 en vertu de la Loi actuelle? **Si le Législateur veut établir le coût d'électricité patrimoniale aux fins de la première révision tarifaire en fonction d'une indexation du coût qu'il aura décrété pour le dossier tarifaire 2025, il doit prévoir une disposition transitoire à cet effet.**

4.2 Évolution du tarif L d'ici 2035 et impact de l'indexation du coût de l'approvisionnement patrimonial

Afin d'informer ses entreprises membres, l'AQCIE a procédé à des analyses de l'évolution prévue du tarif L et ce, à partir des données et informations émanant d'Hydro-Québec même.

Les annexes 2 à 5 du présent mémoire détaillent les calculs de quatre scénarios d'évolution du tarif L de 2025 à 2035. Toutes les données utilisées proviennent du dossier tarifaire 2025 d'Hydro-Québec déposé à la Régie de l'énergie le 1^{er} août 2024 et des tableaux fournis par Hydro-Québec dans son dernier dossier et état d'avancement du plan d'approvisionnement d'HQD devant la Régie de l'énergie.

Dans le cadre des deux scénarios présentant les hausses moins élevées du tarif L, nous avons intégré les déclarations du président directeur-général d'Hydro-Québec, Michael Sabia, lors du dévoilement de la stratégie éolienne d'Hydro-Québec à l'été 2024 et par lesquelles monsieur Sabia affirmait qu'Hydro-Québec pourrait réduire de 20% les coûts des futurs approvisionnements éoliens. Nous avons donc calculé cette réduction pour les nouveaux approvisionnements postpatrimoniaux pour la période de 2030 à 2035 afin de donner le temps au PDG de mettre en place ces mesures de réduction des coûts. Enfin, dans ces deux mêmes scénarios, nous avons aussi réduit de 10 \$ /MWh le coût du transport et de l'équilibrage des approvisionnements postpatrimoniaux à venir, considérant les contestations actuelles devant la Régie de l'énergie de ces coûts allégués par Hydro-Québec et jugés trop élevés par des intervenants comme l'AQCIÉ.

La transition énergétique et les efforts de décarbonation y étant associés, auront pour effet d'augmenter substantiellement les coûts d'approvisionnement en électricité, lesquels composent la majeure partie de la facture payée par les clients d'Hydro-Québec. Comme mentionné précédemment, cette proportion atteint déjà 72% de la facture totale reçue d'Hydro-Québec pour les clients au tarif L.

Les coûts marginaux d'Hydro-Québec étant plus élevés que ses coûts moyens, il est évident que tout ajout de consommation électrique de quelque classe de clients que ce soit, augmente la facture de tous les consommateurs électriques du Québec. Au surplus, les investissements majeurs de plusieurs dizaines de milliards de dollars pour développer et renforcer les réseaux de transport et de distribution d'électricité d'ici 2035, tel qu'annoncés dans le *Plan d'action 2035* d'Hydro-Québec, contribueront également à une pression à la hausse des tarifs d'électricité du Québec.

L'indexation du tarif patrimonial étant fonction du taux d'inflation futur, nous avons utilisé un taux d'inflation de 2% sur les coûts des différentes composantes du revenu requis d'Hydro-Québec (3% pour la composante Transport d'électricité vu les investissements majeurs en cours et à venir).

Pour les scénarios avec et sans les mesures de réduction de coûts « Sabia », nous avons donc calculé l'évolution du tarif L avec et sans l'indexation du coût de l'approvisionnement patrimonial pour le tarif L, soit selon la situation actuelle (pas d'indexation de ce coût pour le tarif L) et selon ce que proposé par le PL 69 (indexation du patrimonial pour le tarif L).

Les constats sont inquiétants :

- Nous avons calculé nos scénarios à partir du tarif L 2025 demandé par Hydro-Québec dans son dossier tarifaire présentement en cours devant la Régie de l'énergie. La demande tarifaire vise à augmenter de 3,3% le tarif L par rapport au tarif 2024, lequel avait déjà subi une hausse de 8% depuis 2023.
- En vertu de ce que le PL 69 propose, **si l'inflation n'est que de 2% par année** et que c'est le taux appliqué à l'indexation du coût du patrimonial, **le tarif L augmentera de 57,1% de 2025 à 2035!**
- Si on intègre les mesures de réduction des coûts des nouveaux approvisionnements postpatrimoniaux annoncées par monsieur Sabia, le tarif L augmenterait quand même de 42,2% d'ici 2035.
- Dans les deux cas de figure, nous avons calculé l'impact de la seule **indexation de la portion patrimoniale**; cette proposition du PL 69 **ajoute en elle-même 8,1% d'augmentation** au tarif L d'ici 2035.

La facture annuelle moyenne des clients au tarif L selon les données d'Hydro-Québec est de 8 562 084 \$ (tarifs 2025).¹²

Il s'agit évidemment d'une moyenne qui cache de très grands écarts de consommation électrique chez les entreprises GCE. En effet, celles qui sont souvent le cœur économique et social de plusieurs des régions du Québec et qui sont les membres les plus actifs d'associations comme l'AQCIE, reçoivent des factures d'Hydro-Québec de plusieurs dizaines de millions de dollars par année, certaines payant même plus de 100 M \$ par année au tarif L.

La facture du client « moyen » au tarif L passerait donc de 8 562 084 \$ à 13 451 034 \$ par année en 2035. Celle du client payant 40 M \$ par année deviendrait 62,84 M \$ en 2035.

La proposition du PL 69 d'indexer le coût patrimonial pour le tarif L bien que ça ne reflète aucunement des coûts de desserte pour Hydro-Québec et que le tarif patrimonial soit déjà plus élevé qu'il devrait pour toutes les classes de clients, ajoute inutilement au fardeau de coûts des usines québécoises.

Le 8,1% additionnel sur le tarif L en dix ans voudra dire environ 700 000 \$ pour le client L « moyen ». Pour les entreprises GCE, ce sont des centaines d'emplois, voire des milliers qui sont mis à risque dans les régions du Québec.

Prenant le cas de l'usine payant déjà 40 M \$ annuellement à Hydro-Québec, ce 8,1% supplémentaire représente 3 240 000 \$ payés en sus. Dans un contexte de plus en plus concurrentiel à l'échelle planétaire, le Québec ne peut se permettre d'ajouter un tel fardeau financier additionnelle sur les coûts de nos usines qui verront déjà les tarifs d'électricité (L) augmenter de plus de 40% d'ici 2035 en raison de la transition énergétique.

Pour illustrer davantage l'impact sur la survie de nos usines québécoises, la seule indexation du patrimonial pour le tarif L représente pour notre client payant 40 M \$ annuellement, une augmentation de 360 000 \$ pour 2026 si l'inflation n'est que de 2%. Ce 360 000 \$ équivaut à quatre emplois d'usines bien payés auquel référait le Premier ministre Legault dans l'extrait cité précédemment. Encore pire, cette dépense additionnelle se répétera de plus en plus couteuse chaque année, ces augmentations étant cumulatives.

4.3 Qui profitera de cette indexation du tarif L

L'indexation du coût de l'approvisionnement patrimonial attribué au tarif L minera la compétitivité des usines québécoises faisant déjà face aux pressions de coûts plus élevés engendrés par la transition énergétique.

Tel qu'expliqué, les consommateurs au tarif L voient une plus grande portion de leur facture totale d'électricité refléter les coûts d'approvisionnement en électricité (à l'opposé des autres classes de clients tels les clients commerciaux et les clients résidentiels qui voient une plus grande part de leur facture payer pour les composantes transport et distribution de l'électricité). Les caractéristiques des clients grande puissance sont d'être souvent reliés directement au réseau de transport sans faire encourir de

¹² R-4270-2024, HQD-2, Document 2.1, page 16.

coûts pour le réseau de distribution et surtout, de consommer de très grande quantité d'énergie chez un petit nombre d'installations.

Il n'est pas surprenant que l'indexation du coût patrimonial fasse mal pour des clients grande puissance pour qui les coûts d'approvisionnement constituent 72% de la facture totale.

Il est néanmoins vrai que cette attribution de coûts additionnels aux usines au tarif L aura pour effet de réduire les coûts attribués aux autres classes de clients. Cependant, la classe de clients la plus avantagée par la proposition du PL 69 sera l'autre classe de clients en grande puissance : les clients au tarif LG.

Ce tarif LG avait été créé en 2014 lors du début de l'indexation du tarif patrimonial. Les gouvernements depuis ce temps avaient reconnu que ces clients en grande puissance n'avaient pas besoin de la reconnaissance que nos consommateurs d'électricité pour activités industrielles requéraient pour protéger leur compétitivité mondiale et ainsi maintenir le tissu industriel de nombre de régions du Québec. Le tarif LG sert donc pour les consommateurs en grande puissance qui ne se servent pas de l'électricité à des fins industrielles.

Un groupe de tels consommateurs qui a pris plus de place dans le portrait de consommation électrique du Québec depuis dix ans est celui des très grands centres de données, lesquels opèrent en grande puissance.

Or, une étude réalisée par l'Institut du Québec en juin 2022, laquelle faisait appel à des données de la firme Aviséo Conseil, rapportait que tant sur le plan de la valeur ajoutée par l'impact sur le produit intérieur brut du Québec que sur celui du nombre d'emplois au Québec, le secteur des centres de données contribuait moitié moins au PIB du Québec par kilowattheure d'électricité vendue que, par exemple, le secteur industriel des alumineries et que le nombre d'emplois demeure modeste; environ 1 000 pour tout le Québec, cette industrie créant très peu d'emplois.

De plus, les données sur l'interfinancement produites par Hydro-Québec en août 2024 montrent que les clients au tarif L payent 114,3% des coûts qu'ils font encourir à Hydro-Québec alors que ceux du tarif LG ne payent que 105,4% de ces coûts.¹³

Nos usines québécoises au tarif L, qui interfinancent déjà largement les clients résidentiels en payant plus chers qu'ils ne coûtent à Hydro-Québec pour les desservir, et qui emploient des dizaines de milliers de personnes dans les régions du Québec, feront face à une **augmentation d'au moins 40% du tarif L** au cours de la prochaine décennie. **La facture d'électricité est la composante majeure de leurs coûts de production qui leur permettent de compétitionner mondialement malgré les autres coûts plus élevés d'exploiter une usine au Québec.** Il faut donc éviter d'éroder le principal avantage compétitif du Québec industriel pour maintenir nos usines dans un environnement concurrentiel mondial de plus en plus exigeant.

A-t-on vraiment besoin de mettre davantage à risque des emplois industriels payants au Québec en leur ajoutant un autre 8,1% de coûts patrimoniaux dans la prochaine décennie, ce qui bénéficiera principalement à des consommateurs en grande puissance contribuant bien moins à la richesse sociale et économique du Québec?

¹³ R-4270-2024, HQD-5, Document 1, page 13.

L'AQCIÉ propose que les articles du PL 69 soient modifiés pour poursuivre l'exemption de l'indexation du coût de l'approvisionnement patrimonial au tarif L.

Subsidiairement, l'AQCIÉ demande que le PL 69 spécifie clairement, comme le libellé législatif actuel le prévoyait, la méthode d'attribution du coût du patrimonial entre les classes de clients et que toute indexation future pour le tarif L s'applique à partir du coût attribué en 2025 (2,46 cents du kilowattheure).

4.4 La compétitivité des usines québécoises GCE

Nous soumettons respectueusement que le PL 69, tel que proposé, aura un impact négatif important sur le maintien de la compétitivité internationale de nos usines québécoises, particulièrement celles opérant en grande puissance et pour qui l'électricité est un intrant majeur, sinon le principal, de ses coûts de production.

Afin de justifier une augmentation significative du tarif L qui est déjà bien supérieur aux coûts réels d'Hydro-Québec (problématique de l'interfinancement et fixation des coûts de l'électricité patrimoniale à des prix au moins 155% supérieurs à ce qu'ils devraient être), certains, dont Hydro-Québec, limite leur analyse à affirmer que le tarif L apparaît nominalement inférieur à plusieurs tarifs d'électricité **affichés** dans d'autres juridictions urbaines nord-américaines.

4.4.1 Limites 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 2023* ». ¹⁴ 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 2023.

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).

¹⁴ www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparaison-prix-electricite-2023.pdf

Contrairement au Québec, plusieurs 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. Aussi, les tarifs affichés dans plusieurs juridictions américaines pour les clients industriels, sont des tarifs par défaut des monopoles de distribution d'électricité locaux que la plupart des consommateurs industriels ne contracteront pas vu l'existence de marché compétitifs pour l'approvisionnement en électricité. 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.

En consultant les études comparatives de prix de l'électricité produites par Hydro-Québec qui se retrouvent sur son site web, l'AQCIE a réalisé les figures présentées à l'annexe 6 qui montrent notamment l'indice comparatif moyen relatif à la clientèle grande puissance pour l'ensemble des 11 villes canadiennes de l'échantillon (Figures 1 et 2 de l'annexe 6) et pour l'ensemble des villes canadiennes excluant Edmonton et Calgary (Figures 3 et 4 de l'annexe 6).

Nous avons exclu ces deux dernières villes en raison de l'augmentation exceptionnelle de plus de 80% du prix de revient facturé à la clientèle grande puissance de ces deux villes entre l'année 2022 et l'année 2023.¹⁵

Les figures montrent qu'en considérant les 9 villes canadiennes (excluant Edmonton et Calgary), la compétitivité du tarif L pour l'année 2023 a continué de se détériorer par rapport à l'année 2019, tant pour les clients à très grande puissance (50 MW) que pour ceux de grande puissance (5 MW).

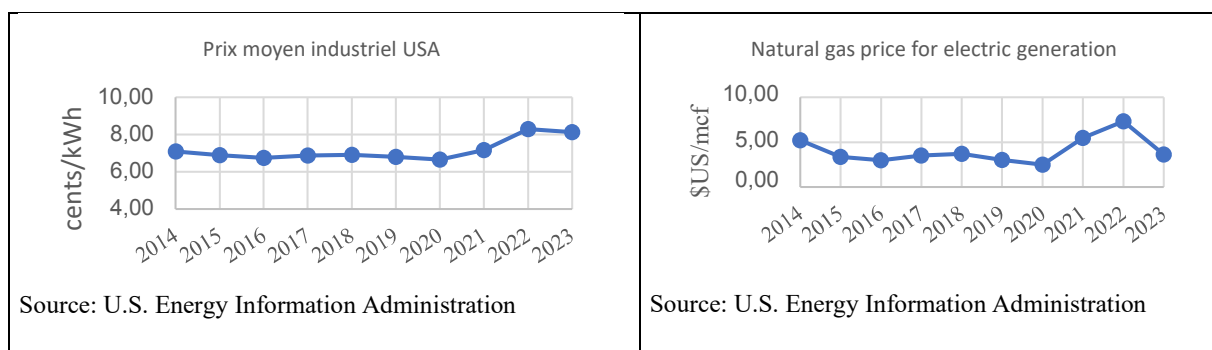
Par ailleurs, les Figures 5 et 6 de l'annexe 6 présentent l'évolution de la compétitivité des 6 villes américaines de l'échantillon d'Hydro-Québec qui, pour les usines membres de l'AQCIE, apparaissent plus représentatives de l'environnement industriel en compétition avec les usines québécoises, soient ; Chicago, Détroit, Houston, Miami, Nashville et Portland.¹⁶

L'AQCIE constate une certaine volatilité depuis l'année 2019.

Pour expliquer cette volatilité, l'AQCIE présente les figures suivantes qui montrent l'évolution du prix de l'électricité et du prix du gaz naturel sur la période 2014 à 2023. On peut constater une corrélation entre les deux prix : les prix sont stables sur la période 2014 à 2020, puis augmentent sensiblement pour les années 2021 et 2022, mais la tendance est à la baisse en 2023. L'invasion de l'Ukraine par la Russie avait déstabilisé le marché mondial du gaz naturel, mais il apparaît que le marché se stabilise et que les prix reviennent aux valeurs d'avant l'invasion.

¹⁵ R-4243-2023-C-HQD-0004, page 8

¹⁶ R-4174-2021-C-AQCIE-0003, page 11



Ainsi, selon l'AQCIE, les valeurs des indices des années 2022 et 2023 montrées aux figures 5 et 6 de l'annexe 6 ne devraient pas être retenues pour évaluer la compétitivité du tarif L par rapport aux villes américaines identifiées par l'AQCIE.

Par ailleurs, en prenant les prix des contrats à terme (« futures ») pour le gaz naturel pour cette période, on constate que les prix du gaz naturel étaient en baisse dramatique. Les prix des contrats à terme étaient en baisse de 24 % au 9 janvier 2024 par rapport au 9 janvier 2023.¹⁷ Ceci entraîne évidemment une baisse des prix de l'électricité dans le secteur industriel dans les juridictions américaines concurrentes de nos usines québécoises, une portion majeure de l'électricité américaine étant générée à partir de la combustion du gaz naturel.

On ne peut pas faire abstraction de cette réalité de marché lorsqu'on doit déterminer si le tarif L maintient réellement la compétitivité de nos usines québécoises alors que les usines concurrentes américaines bénéficient de tarifs d'électricité à la baisse en raison de cette baisse dramatique des prix du gaz naturel.

En considérant les figures 3 et 4 de l'annexe 6 pour les villes canadiennes excluant Edmonton et Calgary, et en expliquant les distorsions ponctuelles constatées aux figures 5 et 6 de l'annexe 6 pour les villes américaines retenues par l'AQCIE, **on constate que la position concurrentielle du tarif L s'est détériorée de 2019 à 2023 par rapport aux tarifs industriels, tant pour les clients à 5 MW qu'à ceux à 50 MW et ce, même à partir des données comparatives fournies par Hydro-Québec et malgré les limites énoncées de ces comparaisons de tarifs affichés.**

4.4.2. La compétitivité des usines québécoises s'évalue selon des déterminants multifactoriels

Toute discussion de l'impact du tarif L sur la compétitivité des usines québécoises ne peut se limiter aux seuls tarifs d'électricité. En effet, les déterminants du maintien et du développement de l'activité industrielle sont multifactoriels. 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

¹⁷ https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_PRI_FUT_S1_D.htm

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, mais qui souvent offre un accès à une bourse d'électricité et à la possibilité pour les industriels d'y participer pour couvrir le risque de prix et pour offrir des produits de capacité à longueur d'année.

En bref, 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. 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 industriels, (44) 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)

5. LA PROBLÉMATIQUE DE L'INTERFINANCEMENT AU DÉTRIMENT DES USINES QUÉBÉCOISES

La LRÉ actuelle enchâsse la problématique de l'interfinancement qui affecte négativement la compétitivité des entreprises québécoises.

Rappelons ce dont il s'agit. HQD offre une définition claire de l'interfinancement :

« En principe, et conformément aux pratiques tarifaires, le revenu provenant d'une catégorie de consommateurs devrait refléter le plus objectivement possible le coût requis pour la desservir. Étant donné l'évolution différente des coûts pour chaque catégorie de consommateurs, la réglementation devrait normalement favoriser l'évolution des tarifs de chaque catégorie de consommateurs en fonction de l'évolution des coûts alloués à chacune d'entre elles. Lorsque le revenu perçu par une catégorie de consommateurs est inférieur au coût requis pour la desservir, on dit alors que cette catégorie est interfinancée.¹⁸ »

Cette situation préoccupante est admise par toutes les parties prenantes. La Régie de l'énergie faisait le constat suivant dans un avis de 2017 :

« [98] Comme mentionné précédemment, on peut observer un certain niveau d'interfinancement entre les tarifs dans plusieurs autres juridictions. Toutefois, parmi les juridictions canadiennes étudiées, la Régie constate, d'une part, que l'interfinancement n'est pas toujours en faveur des tarifs résidentiels et, d'autre part, que l'écart entre les catégories de consommateurs n'est pas aussi élevé qu'il l'est au Québec. (...) »

(...)

[101] Ainsi, bien que la notion d'interfinancement entre catégories de consommateurs ne soit pas propre au Québec, la Régie constate que c'est ici que les écarts entre catégories sont les plus marqués et que l'avantage en faveur de la catégorie domestique est le plus important.¹⁹ »

La Régie proposait des pistes de solution pour corriger graduellement cette situation et améliorer la position concurrentielle des consommateurs industriels et commerciaux d'électricité du Québec. À cet égard, HQD avait précisé que l'atténuation de cet interfinancement lui donnerait une marge de manœuvre pour répondre à d'autres impératifs du gouvernement :

« Plus de souplesse à l'égard de l'interfinancement pourrait permettre de tenir compte des enjeux inhérents à chaque catégorie de consommateurs et d'assurer un meilleur reflet des coûts. Toute correction de l'interfinancement, même partielle, permettrait de dégager une marge de manœuvre plus grande pour améliorer l'avantage concurrentiel des tarifs généraux et industriel.²⁰ »

¹⁸ Rapport HQD, page 14.

¹⁹ Avis A-2017-01, R-3972-2016, 7 juin 2017.

²⁰ Rapport HQD, page 17.

En l'occurrence, la marge de manœuvre à laquelle HQD référait s'élevait à près d'un milliard de dollars en 2017, selon les calculs présentés par des experts de l'École des Hautes études commerciales de Montréal (HEC).²¹

Dans un contexte où le gouvernement de l'époque se disait préoccupé de l'effritement de la compétitivité des tarifs industriels, ces experts des HEC recommandaient de corriger cet interfinancement sans plus tarder :

« Le balisage n'a pas réussi à identifier d'autres états ou provinces où un tel interfinancement avait lieu, ni à un tel niveau. L'évolution sociale et technique ne justifie plus qu'on subventionne tous les ménages comme cela a été le cas. La majorité des ménages n'ont plus besoin d'être aidés pour satisfaire à leurs besoins, surtout quand cette aide se fait au dépend des entreprises québécoises. Ces subventions aux consommateurs résidentiels québécois sont d'autant plus problématiques qu'elles retardent l'adoption des nouvelles approches, technologiques et de gestion de l'énergie, qui permettraient de les rendre plus efficaces. ²² »

Les changements législatifs de 2019 et de 2023 à la LRÉ ont perpétué cet interfinancement en s'éloignant de la tarification fondée sur les coûts réels encourus par HQD pour servir ses clients, ce qui a nui aux industries et commerces du Québec.

Dans son plus récent dossier tarifaire (2025), Hydro-Québec fournit les données suivantes sur l'indice d'interfinancement entre les catégories de clients. Le tableau suivant présente cette répartition²³ :

Catégories de consommateurs	Ajustements différenciés proposés		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse(M\$)	Interfinancement
1 Domestiques	3,0%	6 619	81,7
2 Général	3,9%	5 490	130,0
3 TarifG	3,9%	1 206	129,2
4 TarifM	3,9%	3 436	138,2
5 TarifLG	3,9%	848	105,4
6 Grands industriels	3,3%	1 532	114,3
7 Total		13 642	99,6

On le constate, la situation ne s'améliore pas et les tarifs domestiques sont de plus en plus subventionnés par les tarifs commerciaux et industriels.

²¹ P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand, *Électricité – Structures et options tarifaires, Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution*, Montréal, 15 décembre 2016, (ci-après, Rapport HEC), page 41.

²² *Ibid.*, page 46.

²³ R-4270-2024, HQD-5, Document 1, page 13

Toutefois, il nous faut souligner, avec approbation, la proposition du PL 69 d'édicter une nouvelle loi permettant la mise en place d'un programme d'aide financière visant à limiter l'impact de la hausse des tarifs de distribution d'électricité pour la clientèle domestique et ce, par la création d'un Fonds d'aide à la clientèle domestique d'Hydro-Québec pour les augmentations tarifaires dépassant 3% pour une année donnée, lequel serait alimenté par les fonds généraux du gouvernement et non par les autres consommateurs d'électricité.

Ceci constitue une bonne première étape pour cesser de faire payer certaines classes de consommateurs d'électricité pour les coûts de desserte d'autres classes de clients d'Hydro-Québec.

Néanmoins, considérant que la problématique de l'interfinancement perdure depuis trop longtemps et va à l'encontre des objectifs de mieux consommer l'énergie en payant le coût réel que chaque classe de consommateurs fait assumer à l'ensemble des clients québécois d'Hydro-Québec, nous proposons de supprimer le troisième alinéa du nouvel article 52.1 LRÉ, tel que proposé par le PL 69. Ceci donnera à la Régie de l'énergie la latitude requise pour corriger graduellement l'interfinancement, ce qui pourra désormais se faire plus adéquatement puisque l'outil de mitigation des impacts pour les clientèles domestiques vulnérables existera, soit le Fonds d'aide à la clientèle domestique.

6. LE PL 69 PROPOSE DE DÉVIER DES PRINCIPES DE TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ FONDÉE SUR LE COÛT DE SERVICE ET INSTAURE L'INCERTITUDE RÉGLEMENTAIRE

Partout en Amérique du Nord et depuis près d'un siècle, la régulation économique des entreprises d'utilité publique s'étant vu octroyer un monopole, est fondée sur le principe que les tarifs facturés ne doivent refléter que les coûts requis pour fournir le service au client de l'entreprise réglementée.

Le respect de ce principe fondamental protège les clients de ces entreprises en leur permettant de prévoir et de questionner les coûts que l'entreprise d'utilité publique voudra leur faire assumer au travers des tarifs chargés. Le consommateur ne peut pas, en effet, aller chercher le produit et le service auprès d'un autre fournisseur vu qu'il s'agit d'un monopole.

Dans le cas où l'entreprise d'utilité publique est détenue par une entité gouvernementale, le respect de principes fondamentaux de régulation et de tarification fondée sur le « coût de service » sans autre éléments non requis pour fournir ledit service, permet d'éviter que la tarification soit politisée et donc imprévisible.

C'est notamment ce désir de « dépolitiser » la fixation des tarifs d'Hydro-Québec qui a mené il y a 25 ans à assujettir cette société d'État à la Régie de l'énergie pour la fixation de ses tarifs de distribution d'électricité.

Au cours des derniers 25 ans, les divers gouvernements et Hydro-Québec ont tenté à maintes reprises de faire assumer par les consommateurs d'électricité des coûts et des dépenses qui n'avaient rien à voir avec ce dont Hydro-Québec avait besoin pour rendre le service de distribution d'électricité à ses clients québécois.

On peut penser à l'obligation faite à HQD au début des années 2000 d'acheter de l'électricité de source éolienne alors qu'elle était à l'époque en surplus énergétiques. Ceci s'apparentait plutôt à un programme de développement économique régional qui aurait dû être payé à partir des fonds publics de l'État.

Plus récemment, plusieurs cherchent à ajouter aux tarifs d'électricité des coûts qui devraient plutôt être assumés en vertu de programmes gouvernementaux ayant des objectifs environnementaux. Les tarifs chargés par Hydro-Québec ne doivent inclure que ce qui est requis pour servir sa clientèle. Tout autre objectif, aussi noble soit-il, comme par exemple, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, doit être assumé par les parties prenantes appropriées, souvent les contribuables en général ou encore, des « utilisateurs – payeurs » d'un autre type, comme toute personne ou entreprise payant des redevances carbone qui alimentent le Fonds d'électrification (Fonds vert).

Au cours des dernières années, on a vu Hydro-Québec tenter de faire payer à ses clients québécois une compensation pour les pertes de revenus d'un distributeur de gaz naturel vu la réduction des volumes de consommation de gaz naturel dans le cadre du déploiement d'équipements de chauffe des bâtiments en biénergie gaz naturel – électricité. Il est pourtant évident qu'Hydro-Québec peut desservir sa clientèle électrique sans avoir à compenser un distributeur de gaz naturel.

Malheureusement, l'interprétation de deux des six régisseurs ayant eu à se prononcer sur cette nécessité a conduit le dossier biénergie à une série de débats juridiques et réglementaires qui sont présentement pendant devant la Cour d'appel du Québec. Ces deux régisseurs considéraient que cette dépense

(compensation à Énergir) devenait nécessaire pour être incluse dans les tarifs des clients québécois d'Hydro-Québec au motif principal que l'urgence climatique rendait une telle dépense (non requise pour la distribution d'électricité), utile pour obtenir les sommes d'argent recherchées par Hydro-Québec et Énergir pour leurs actionnaires.

Le PL 69 propose de modifier les articles 5 et 49 LRÉ pour indiquer à la Régie qu'elle devra favoriser, dans l'exercice de ses fonctions, « ... une transition énergétique ordonnée et au moindre coût,... » (article 5). L'article 49 verrait la Régie être autorisée, pour fixer les tarifs des consommateurs québécois d'électricité, à « ... tenir compte de tout autre élément qu'elle estime appropriée notamment pour favoriser la réalisation de la transition énergétique. »

Cet élargissement des pouvoirs de la Régie de l'énergie de fixer des tarifs, non pas sur la base du coût de service mais, sur tout concept, idée, élément que des régisseurs pourraient trouver justifiés, est une invitation à la politisation et aux débats répétés sur ce qui peut être facturé aux consommateurs d'électricité. Ceci crée une incertitude constante sur la prévisibilité du mécanisme de fixation des tarifs au Québec. Ce n'est certainement pas rassurant pour les investisseurs industriels.

Ces dispositions n'ont pas de limites objectives établis pour leur application. La limite historique de tout coût, dépense et investissement qu'une entreprise d'utilité publique voulait faire assumer par ses clients captifs a toujours été : « est-ce nécessaire à la prestation du service, à la desserte du client? »

Un « ratepayer » n'est pas un « taxpayer ». La « tarification » ne doit pas être de la « taxation déguisée ». Confondre tarification et taxation risque d'affecter l'équité fiscale. Nous avons un système de taxation progressif qui par l'entremise des différents paliers d'imposition (impôts sur le revenu) et des crédits d'impôts et autres paiements d'assistance sociale et économique (taxes de vente) vise à faire assumer par tous, selon leurs moyens et capacités, les coûts qui sont au bénéfice de l'ensemble de la société, comme les bénéfices environnementaux. Hydro-Québec ne doit pas être utilisé comme outil de répartition de richesse, de développement économique ou d'agent environnemental. Elle doit se contenter d'assurer ce pour quoi elle existe : approvisionner les clients québécois en électricité au meilleur coût possible. Elle doit laisser les autres acteurs de l'État remplir leur rôle respectif.

L'AQCIÉ s'oppose aux modifications suggérées aux articles 5 et 49 LRÉ (et tout autre article qui aurait pu être modifié en conséquence, dont l'article 51 LRÉ qui devrait être restauré, contrairement à ce que le PL 69 propose, mais modifié pour ajouter que le principe énoncé s'applique aussi pour les tarifs de distribution d'électricité et non seulement pour ceux de transport d'électricité et concernant le gaz naturel).

Si la Régie devait pouvoir considérer de tels éléments, il lui faudrait logiquement obtenir le pouvoir d'en faire assumer les coûts par des entités autres que les entreprises réglementées actuelles. À défaut, la Régie se trouverait à faire payer les consommateurs d'électricité et de gaz naturel pour toutes sortes de coûts relevant d'autres parties prenantes et ce, parce que la Régie ne pourrait pas faire payer autrement que par l'inclusion dans les tarifs d'électricité et de gaz naturel, ces coûts non nécessaires à ces services d'Hydro-Québec, d'Énergir et de Gazifère.

7. LE PGIRE : UN OUTIL STRATÉGIQUE UTILE

L'AQCIE appuie la proposition du PL 69 de mandater le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, **d'établir aux six ans, un plan de gestion intégrée des ressources énergétiques** (ci-après « PGIRE ») avec un horizon de 25 ans.

Nous croyons nécessaire qu'un tel plan porte sur toutes les sources d'énergie consommées au Québec, tel que proposé par le PL 69 pour l'article 14.2 de la *Loi sur le Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie* (ci-après « LMÉIE »).

L'AQCIE croit que la réalisation et la publicité du contenu d'un PGIRE, pourra contribuer à disséminer l'information stratégique découlant d'une telle planification et ce, au bénéfice des décideurs, tant gouvernementaux que privés. Un tel PGIRE pourra aider à la prise de décisions plus éclairées par les investisseurs, dont les industriels pour qui l'énergie est un intrant majeur. Le PGIRE pourrait ainsi favoriser un climat favorisant la stabilité économique et l'amélioration des conditions sociales des régions du Québec, s'il permet de maintenir la compétitivité de l'économie québécoise.

À cette fin, il importe que le PGIRE intègre explicitement la notion de compétitivité de l'économie québécoise dans les facteurs d'élaboration du plan. En effet, les décisions énergétiques à long terme, auront un impact direct sur la capacité des entreprises québécoises à rivaliser avec leurs concurrentes de d'autres régions du monde.

Nous croyons que l'élaboration d'un tel plan devrait nécessairement tenir compte de la notion de compétitivité de l'économie du Québec, dans son ensemble et particulièrement pour ses secteurs industriels pour qui l'énergie est une composante majeure, ce qui est souvent le cas considérant le développement historique du tissu industriel du Québec, qui a attiré notamment des usines GCE.

Néanmoins, pour s'assurer que ces considérations de compétitivité soient intégrées dans l'élaboration du plan et pour éviter des débats sur la nature et le contenu d'un tel plan, **L'AQCIE suggère d'ajouter expressément à la fin du premier alinéa de l'article 14.2 LMÉIE, proposé par le PL 69, les mots suivants :**

« ... et de compétitivité de l'économie. »²⁴

²⁴ L'article 14.2, al.1 LMÉIE se lirait donc : « Le ministre établit, aux 6 ans, un plan de gestion intégrée des ressources énergétiques sur une période de 25 ans visant à favoriser le développement énergétique du Québec dans une perspective de transition énergétique **et de compétitivité de l'économie.** »

8. INSTAURER UN DROIT D'APPEL DANS LA LRÉ

Nous avons discuté dans une section précédente de la saga juridico-réglementaire du dossier biénergie, présentement devant la Cour d'appel du Québec.

Ce dossier nous a permis de constater que les dispositions actuelles de la LRÉ qui visent à reconnaître le caractère d'organisme ou de tribunal spécialisé à la Régie de l'énergie, ont besoin d'actualisation.

En effet, les enjeux et les sommes monétaires découlant des décisions de la Régie ne peuvent plus être laissés aux aléas de l'interprétation changeante de la LRÉ au gré de l'identité des régisseurs étant saisis d'un dossier donné. Il faut une valve de sureté pour contrer des décisions erronées que les mécanismes actuels de révision administrative et judiciaire peinent à remplir vu les tests de plus en plus « lourd » exigés pour « renverser » des décisions.

Les principes de droit administratif actuels sont à l'effet que :

- Les décisions rendues par la Régie sont sans appel (art. 40 LRÉ);
- Le pouvoir de la Régie de révoquer et réviser l'une de ses décisions sur une erreur de fait ou de droit ne peuvent s'appliquer qu'en présence d'une erreur sérieuse et fondamentale constituant un vice de fond de nature à invalider la décision (art. 37(3°) LRÉ), certains jugements allant jusqu'à exiger la présence d'une erreur grossière qui saute aux yeux.
- Le pourvoir de contrôle et de surveillance de la Cour supérieure, sur la base de déférence à l'égard des tribunaux spécialisés bénéficiant d'une clause privative (art. 41 LRÉ), ne permet d'annuler qu'une décision qui est déraisonnable en ce qu'elle ne peut faire partie du spectre des décisions raisonnables possibles.

Un droit de « contestation » devant un tribunal administratif (appel administratif) ou un droit d'« appel » devant une cour de justice (appel judiciaire) serait de nature à permettre un contrôle plus efficace des décisions de la Régie dans le meilleur intérêt de tous.

a) Le Tribunal administratif du Québec

Actuellement, le Tribunal administratif du Québec (« TAQ ») constitue l'instance devant qui les décisions d'un très grand nombre de décideurs administratifs et de quelques organismes exerçant des fonctions juridictionnelles peuvent être contestées.

Ce Tribunal possède 5 sections : (1) les affaires sociales; (2) la division santé mentale; (3) les affaires immobilières; (4) Territoire et environnement; (5) Affaires économiques

<https://www.taq.gouv.qc.ca/>

<https://www.taq.gouv.qc.ca/le-tribunal/a-propos-du-tribunal/origine-et-role#c73>

Les quelques organismes juridictionnels dont les décisions sont assujetties à un droit de contestation devant le TAQ sont principalement :

- CPTAQ : Intervention limitée aux erreurs de droit ou aux erreurs de fait déterminantes dans l'appréciation des critères prévues à la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles, RLRQ, c. P-41.1, art. 21.1. <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/P-41.1>
- Commission des transports : Art. 51 de la Loi sur les transports. RLRQ, c.T-12
<https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/T-12>
- Régie des alcools, des courses et des jeux : Art. 40.1 de la Loi sur la Régie des alcools, des courses et des jeux, RLRQ, c. R-6.1.
- Régie des marchés agricoles et alimentaires du Québec : Art. 191.1 de la Loi sur la mise en marché des produits agricoles, alimentaires et de la pêche, RLRQ, c. M-35.1. et article 51.1 de la Loi sur les producteurs agricoles, RLRQ, c. P-28. <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/P-28>

Pour un droit d'appel administratif, la section des affaires économique semble tout indiquée afin d'exercer une juridiction de contestation des décisions de la Régie. Elle agit déjà comme instance d'appel administratif de décisions de la Régie des alcools, des courses et des jeux, de la Régie des marchés agricoles et alimentaires du Québec et de la Commission des transports du Québec (annexe IV de la Loi sur la justice administrative, RLRQ, c. J-3). Les contestations des décisions de la CPTAQ relèvent pour leur part de la section Territoire et environnement du TAQ.

<https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/J-3?langCont=fr#sc-nb:2>

Lorsque le Tribunal administratif du Québec est saisi d'une contestation d'une décision, il peut en principe entendre de novo l'affaire (c'est-à-dire que les parties ont la possibilité de faire de la nouvelle preuve devant le TAQ), puis confirmer, modifier ou infirmer la décision contestée et, s'il y a lieu, rendre la décision qui, à son avis, aurait dû être prise en premier lieu (art. 15 de la Loi sur la justice administrative).

Parfois cependant, la Loi vient empêcher que l'affaire soit entendue de novo et restreindre l'étendue de ce pouvoir d'intervention du Tribunal administratif du Québec aux seules erreurs de droit et erreurs de faits déterminantes et empêcher en l'absence de telles erreurs une réévaluation de l'appréciation des critères faite par l'organisme dont la décision est contestée :

- Décisions de la CPTAQ : art. 21.4 de la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles RLRQ, c. P-41.1. <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/P-41.1>

- Décisions de la Commission des transports : Art. 53 de la Loi sur les transports. RLRLQ, c. T-12 <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/T-12>
- Décisions de la Régie des alcools, des courses et des jeux : art 40.2 de la la Loi sur la Régie des alcools, des courses et des jeux (appréciation de l'intérêt public, de la sécurité publique et de la tranquillité publique). <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/R-6.1>

b) La Cour du Québec : l'appel judiciaire

La Cour du Québec est dotée d'une division administrative et d'appel composée de juges dédiés à entendre des appels de divers organismes exerçant des fonctions juridictionnelles ou des contestations de décisions rendues par des décideurs administratifs. Cela inclut des appels en matière de fiscalité provinciale ou municipale, d'expropriation et de marchés financiers.

Un appel judiciaire se fait nécessairement sur la base de la preuve faite en première instance, sans nouvelle enquête.

Lorsque ce droit d'appel porte sur une décision d'un organisme exerçant une fonction juridictionnel, celui-ci est parfois de plein droit (implicitement sur toute erreur de fait ou de droit déterminante).

- Décisions du Tribunal administratif des marchés financiers (art. 115.16 de la Loi sur l'encadrement du secteur financier. <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/E-6.1>

Parfois, le droit d'appel est limité aux questions de droit ou de compétence :

- Décisions de la Commission d'accès à l'information: art. 147 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/a-2.1>

et art. 61 de la Loi sur la protection des renseignements personnels dans le secteur privé, RLRLQ, c. P-39.1. <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/p-39.1>

Parfois le droit d'appel est assujéti à une demande de permission d'appeler devant d'abord être accordée par un juge de cette Cour :

- Décisions du Tribunal administratif du Québec en matière de fiscalité municipale, d'expropriation et de protection agricole : art. 159 de la Loi sur la justice administrative.
- Décisions du Tribunal administratif de déontologie policière : art. 238 de la Loi sur la police, RLRLQ, c. P-13.1. <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/P-13.1%20/>

- Décisions du Tribunal administratif du logement : art. 91 de la Loi sur le Tribunal administratif du logement, RLRQ, c. T-15.01). <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/T-15.01%20/>

Notez qu'en matière civile, **les litiges d'une valeur de plus de 60 000\$ ayant fait l'objet d'un jugement de la Cour du Québec ou de la Cour supérieure font l'objet d'un droit d'appel de plein droit devant la Cour d'appel** (art. 30 du Code de procédure civile).

Il nous semble que les dossiers énergétiques qui sont d'une importance hautement stratégique pour le Québec et qui impliquent souvent des centaines de millions, sinon des milliards de dollars, devraient bénéficier de la même valve de sureté qu'un litige privée de 60 000 \$!

Ce besoin apparaît encore plus approprié vu que le PL 69 propose de ne permettre les dossiers tarifaires qu'aux trois ans. Lorsque les dossiers tarifaires étaient annuels, il était pensable de proposer des ajustements l'année suivant une décision problématique. Les conséquences de décisions inappropriées deviendront encore plus dommageables avec un cycle tarifaire de trois ans.

9. LES RESSOURCES POUR CONTREBALANCER HYDRO-QUÉBEC SONT PRIMORDIALES

Afin de s'assurer que la Régie de l'énergie fonctionne de manière à être le forum public transparent qui est requis, il importe de s'assurer que les personnes intéressées et désireuses de faire valider les demandes d'Hydro-Québec, soient financées adéquatement pour ce faire.

Les monopoles réglementés rappellent souvent l'argument des coûts qu'ils doivent « assumer » pour la réglementation. Or, cette réglementation est la contrepartie naturelle du monopole qui leur est octroyé et qui implique le droit exclusif de vendre un produit ou un service.

En sus du fait qu'il est normal qu'il y ait un organisme indépendant qui puisse surveiller les prix et tarifs qu'un monopole veuille charger à ses clients qui en sont captifs par définition, il importe de rappeler qu'un monopole comme Hydro-Québec n'assume aucunement ces coûts de réglementation.

Ces coûts de réglementation sont tous refilés à leurs clients qui eux les assument réellement en payant les tarifs. Soumettre que le monopole supporte des coûts de réglementation économique trop élevés est erroné.

Ces coûts sont principalement les redevances payées à la Régie de l'énergie par les entreprises réglementées, les coûts des employés d'HQD et HQT affectés aux activités de réglementation et tarification et enfin, les frais pour la participation des intervenants que la Régie peut ordonner à HQD et HQT de rembourser à ceux dont la contribution a été jugée utile pour rendre une décision.

Tous ces coûts sont intégrés aux tarifs payés par les clients. Rien n'est assumé par Hydro-Québec et son actionnaire.

De surcroît, les coûts dont il est question ne sont qu'une portion minime de la valeur monétaire des demandes d'HQD. Par exemple, le revenu requis d'HQD pour son seul dossier tarifaire 2019 était de 12 283 000 000 \$. Les coûts de réglementation pour HQD pour 2018-2019 ont totalisé les montants suivants :

- Environ 4,8 M\$ en redevances à la Régie de l'énergie par HQD. Ce montant équivaut à 0,039 % du revenu requis de 12,283 G\$;
- Environ 845,000 \$ en remboursement de frais d'intervenants. Ce montant équivaut à 0,01 % du revenu requis d'HQD;
- Présument que le personnel d'HQD et leurs consultants externes coûtent plus chers que les intervenants agissant dans les mêmes dossiers, on estime que les coûts internes directs de réglementation d'HQD se situent entre 1,5 et 5 M\$ pour l'année en question. À 5 M\$, ce montant équivaut à 0,04 % du revenu requis d'HQD.

On voit donc que les coûts de réglementation d'HQD représentaient au plus 0,09 % du revenu requis d'HQD. C'était une portion minime de la valeur des dossiers d'HQD dans une année!

Si on ajoute tous les autres dossiers d'HQD dont la Régie permettait une discussion publique en vertu de la législation antérieure, on peut estimer que les « coûts de la réglementation » ne sont même pas la moitié d'un dixième de pourcent du revenu requis qu'HQD cherchait à refiler à ses clients à chaque année.

Les clients industriels représentés par l'AQCIE consomment le tiers de l'électricité vendue par HQD. Ils sont d'avis que payer moins de 0,09 % pour pouvoir examiner, questionner et contester les demandes d'HQD qui veut leur faire payer des factures beaucoup plus importantes, est un gage de transparence qui assure la compétitivité de leur usine du Québec à long terme.

Le PL 69 contient des modifications problématiques qui semblent vouloir restreindre encore plus le droit des consommateurs d'électricité québécois de questionner et contredire les demandes d'Hydro-Québec, lesquelles finissent par être payées par les consommateurs.

L'article 35.1, alinéa 2 LRÉ, tel que suggéré par le PL 69, indique que la Régie donne suite à une demande d'intervention dans un dossier dont elle est saisie, « ... si l'intervention est utile à ses délibérations, ... »

Si une personne démontre un intérêt juridique / réglementaire à intervenir dans un dossier, la Régie doit permettre cette intervention. C'est le critère qui a toujours été appliqué depuis 25 ans. Exiger au stade préliminaire du début d'un dossier, que la personne intéressée démontre en sus de son intérêt juridique, que son intervention est « utile aux délibérations de la Régie » est un fardeau indu risquant de restreindre la participation d'intervenant devant la Régie. De plus, comment peut-on démontrer au début du dossier qu'une intervention est utile « aux délibérations », lesquelles ont lieu une fois le dossier d'audition complété (donc en fin de dossier)? **Nous suggérons de supprimer ce deuxième alinéa de l'article 35.1 LRÉ proposé par le PL 69.**

À l'article 36 LRÉ, le PL 69 propose d'ajouter au deuxième alinéa, une limite aux potentiels remboursement de « frais des intervenants » : « ... en s'assurant d'une répartition équitable du financement entre ces dernières. »

Les ressources auxquelles Hydro-Québec a accès pour s'opposer aux prétentions des intervenants représentant ses propres clients et ce, aux frais de ses clients, n'ont pas de limites en pratique. Il n'y a aucun examen des ressources internes et externes qu'Hydro-Québec peut dépenser pour faire valoir ses intérêts (en d'autres mots, ceux de son actionnaire et de ses employés lorsqu'ils s'opposent aux divers groupes représentant leurs clients). En bref, les ressources réglementaires pour Hydro-Québec sont de la nature : « The sky is the limit »!

Les intervenants doivent prévoir dès le début d'un dossier un budget pour l'analyse du dossier. Ils doivent ensuite faire le travail et vivre avec le risque que la formation de régisseurs ayant entendu le dossier, juge en bout de piste que leur participation n'a été que d'une utilité partielle à ses délibérations ou encore, que trop de temps a été consacré au dossier, ce qui entraîne une coupure pouvant être substantielle dans les frais réclamés.

Hydro-Québec n'est soumise à aucune de ces limites et vérifications pour ses efforts dans un dossier.

Il n'y a aucune justification de restreindre davantage les ressources déjà inférieures dont les intervenants puissent bénéficier pour défendre leurs intérêts vis-à-vis de l'entreprise étatique qu'est Hydro-Québec. Pourquoi la défense des intérêts d'une classe de clients devrait-elle être subjuguée aux frais qu'un ou plusieurs groupes environnementaux désirent exprimer dans l'intérêt public?

L'AQCIE s'oppose à cet ajout au deuxième alinéa de l'article 36 LRÉ proposé.

10. PROCÉDURES MODIFIÉES POUR LES DOSSIERS DEVANT LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le PL 69 propose une série de modifications qui viennent amoindrir les mesures protégeant les consommateurs des entreprises d'utilité publique, dont ceux d'électricité desservis par Hydro-Québec. Ces modifications législatives auraient pour effet de donner encore plus de pouvoirs aux entreprises d'utilité publique en limitant le niveau d'examen public de dossiers des entreprises réglementées et même, en créant des présomptions en leur faveur pour être encore moins soumis à un examen rigoureux de leurs investissements et dépenses au détriment de leurs clients payant leurs tarifs.

- Article 50 LRÉ, proposé par le PL 69 :

Cet article établit une présomption en faveur de l'utilité réglementée à l'effet que tous ses investissements et acquisitions pour son réseau, sont présumés prudemment acquis et utiles lorsque vient le temps de fixer les tarifs une fois par trois ans et qu'il y a lieu d'établir la base de tarification.

Cet ajout totalement nouveau vient renverser le fardeau qu'a l'entreprise réglementée de démontrer quels investissements et acquisitions devraient être inclus comme prudemment acquis et utile dans la base de tarification.

L'article 49, al. 1 (1) LRÉ établit déjà la règle usuelle en matière de régulation économique, par laquelle l'entreprise réglementée doit convaincre le régulateur des actifs et des sommes composant sa base de tarification.

Encore plus biaisé en faveur d'Hydro-Québec est le fait que la disposition de l'article 73 LRÉ qui prévoit que la Régie donne son autorisation préalable à des investissements et des acquisitions majeurs, continue de ne pas s'appliquer à HQD (elle était visée avant la réforme législative de 2019).

Pour ce qui est de HQT, l'intention est de ne plus s'adresser au préalable à la Régie pour faire autoriser les investissements majeurs sauf s'ils sont supérieurs à 250 M \$, ce qui sera bien moins courant.

Considérant que la détermination par la Régie de la base de tarification ne se ferait qu'aux trois ans selon le PL 69, la proposition du nouvel article 50 LRÉ équivaut à un passe-droit à Hydro-Québec qui ne pourra pas être questionnée pour ses investissements des trois années antérieures.

L'article 49, al. 1 (1) LRÉ est suffisant pour fixer la base de tarification. Vu qu'Hydro-Québec n'aura plus qu'à se présenter pour des dossiers tarifaires aux trois ans et qu'elle n'a plus réellement besoin de faire autoriser au préalable ses investissements majeurs, elle aura quasiment carte blanche puisque les informations et les ressources sont tellement asymétriques entre les représentants des consommateurs et Hydro-Québec, qu'il sera peu probable qu'un intervenant puisse relever le fardeau de démontrer que la base de tarification devrait être moins élevée pour le calculs des tarifs. C'est Hydro-Québec qui a l'information et les ressources pour expliquer les ajouts d'actifs à son réseau. Il est donc normal qu'elle ait le fardeau de justifier ces investissements.

Si Hydro-Québec ne veut pas attendre trois ans et prendre le risque de voir ses investissements dans son réseau être questionnés avant de pouvoir les inclure dans la base de tarification, elle devrait suggérer des dossiers tarifaires annuels pour réduire son risque.

L'AQCIE s'oppose donc à l'article 50 proposé par le PL 69.

- Article 48 LRÉ, proposé par le PL 69 :

La détermination des tarifs se fera aux trois ans. La règle la plus appropriée aurait été de laisser la Régie déterminer la fréquence des révisions tarifaires selon les besoins des entreprises réglementées et la protection des consommateurs.

Lorsque qu'Hydro-Québec se présentait annuellement pour faire fixer ses tarifs devant la Régie de l'énergie, ses projections de revenus et de coûts s'avéraient bien souvent différentes des résultats réels. En pratique, HQD et HQT se « trompait » généralement favorablement à leurs intérêts, ce qui résultait en du rendement excédentaire (les soi-disant trop-perçus).

L'article 48 LRÉ tel que modifié par le PL 69 prévoit que la Régie fixera les tarifs pour les trois prochaines années en fonction des projections de revenus et de dépenses pour ces trois années qu'Hydro-Québec soumettra.

S'il était déjà difficile pour Hydro-Québec de soumettre des projections annuelles pour la fixation des tarifs qui n'engendraient pas des trop-perçus à cause des écarts entre les projections et la réalité et donc systématiquement des tarifs plus élevés que requis, comment ne pas être inquiet de tarifs fixés sur des projections de trois ans?

Le risque pour les consommateurs d'électricité est bien réel de payer encore plus cher que requis leurs tarifs, alors ceux-ci sont déjà appelés à augmenter substantiellement dans la prochaine décennie en raison de la transition énergétique.

Le PL 69 reconnaît d'ailleurs ce risque puisqu'à l'article 48.1 (2) LRÉ, il est proposé que la Régie détermine pour les années deux et trois du cycle de trois ans, une formule de variation des coûts qui tient compte d'un surplus ou d'un manque à gagner d'une année tarifaire antérieure.

Si de telles mesures d'atténuation des risques de projections triennales sont appropriées pour les consommateurs de gaz naturel, pourquoi en serait-il autrement pour les consommateurs d'électricité?

Les articles 48 et 48.1 LRÉ devraient donner les mêmes protections aux consommateurs d'électricité et de gaz naturel.

Encore mieux, l'article 49 LRÉ devrait prévoir spécifiquement que la Régie doit mettre en place un « mécanisme de traitement des écarts de revenus » (MTER) lorsqu'elle fixe un tarif. Un tel ajout pourrait être un nouvel article 49 (4.1) LRÉ.

Nous croyons que la Régie pourrait choisir de mettre en place un MTER pour HQD comme pour HQT, selon le contenu de la LRÉ, modifié par le PL 69. Cependant, l'expérience des 20 dernières années nous a enseigné qu'Hydro-Québec a contesté continuellement l'établissement de MTER et de mécanismes de réglementation incitative.

Considérant que les clients seront mal protégés par un cycle tarifaire de trois ans, il est indispensable qu'au moins un MTER soit mis en place sans que des débats onéreux retardent davantage ces mesures. Prévoir cette obligation dès maintenant dans la LRÉ allégerait grandement la régulation d'Hydro-Québec et rassurerait les consommateurs d'électricité.

Évidemment, il faudra modifier les articles 75 et/ou 75.1 LRÉ pour obliger HQD à fournir l'entièreté des renseignements requis pour calculer les écarts de rendement et ce, comme c'était prévu dans la LR, version 2018, soit avant le projet de loi numéro 34.

- Articles 16 et 25 LRÉ :

Ces deux articles prévoient les cas où une formation de la Régie doit être composée de trois régisseurs et non d'un seul et les cas, où des audiences publiques doivent être tenues. Les consommateurs sont mieux protégés lorsque les dossiers d'importance et stratégiques sont entendus par trois régisseurs et que les audiences sont publiques.

Plusieurs de ces dossiers importants font partie de la liste énumérée aux articles 16 et 25 mais, nous suggérons d'ajouter à cette liste : les demandes relevant des articles 72, 72.1 et la section 0.1 du chapitre VI.1 de la LRÉ, tel que proposé par le PL 69.

En effet, il s'agit des dossiers du plan d'approvisionnement ainsi que celui de la planification du Transporteur d'électricité, une initiative d'ailleurs fort heureuse du PL 69. Assurons-nous que ces décisions stratégiques ne soient pas rendues par un seul régisseur et sans le bénéfice d'audiences publiques pour réellement favoriser la transparence des décisions énergétiques.

- Article 74.1 LRÉ, proposé par le PL 69 :

Ce nouvel article précise comment HQD pourra conclure des contrats pour l'acquisition d'approvisionnements postpatrimoniaux.

Comme nous l'avons vu précédemment, les tarifs des consommateurs québécois d'électricité sont appelés à augmenter substantiellement au cours de la prochaine décennie en grande raison à cause de l'ajout d'approvisionnement postpatrimoniaux.

L'intention alléguée de ne plus systématiquement recourir à des appels d'offres pour l'obtention de nouvelle électricité, inquiète les consommateurs qui perdent ici un mécanisme de protection prouvé pour obtenir ces approvisionnements au meilleur coût.

L'article 74.1, al. 3 (3) LRÉ, proposé par le PL 69, ajoute une exception permettant à Hydro-Québec de se soustraire à l'obligation d'appel d'offres : « lorsque le gouvernement autorise le contrat d'approvisionnement en électricité aux conditions qu'il détermine ».

Cette disposition apparaît fort discrétionnaire et ne constitue aucunement un rempart contre des hausses de coûts plus importantes qu'elles pourraient être. Certains pourraient croire que de toute façon, la Régie pourra examiner lors des dossiers tarifaires triennaux les coûts qu'Hydro-Québec voudrait inclure dans le calcul des tarifs. Cependant, ce type de vérification *a posteriori* est d'une utilité fort limitée. L'expérience des 25 dernières années montre qu'il est très rare, sinon inexistant, le cas où la Régie se permet de ne pas reconnaître des coûts alors encourus par Hydro-Québec.

De plus, c'est Hydro-Québec qui détient l'information, surtout en l'absence d'appels d'offres publiques.

À défaut de préciser les cas envisagés à l'article 74.1, al. 3 (3) LRÉ, proposé par le PL 69, qui donnerait carte blanche à HQD, le risque est trop grand pour les factures de tarif des consommateurs québécois et **nous suggérons de supprimer ce sous-paragraphe (3).**

ANNEXE 1



R-4270-2024

Tableau 9.1
Achats d'électricité
Année témoin 2025

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Consommation patrimoniale		(3) Consommation patrimoniale		(4) Coût (M\$)		(5) Consommation postpatrimoniale		(6) Coût (M\$)		(7) Coût (M\$)		(8) Consommation postpatrimoniale		(9) Coût (M\$)		(10) Coût (M\$)		(11) Coût unitaire (¢/kWh)		(12) Consommation totale		(13) Coût total (M\$)	
	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh) ⁽¹⁾	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh) ⁽²⁾	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût (M\$)
1 Domestiques																								
2 Tarifs D et DM	4,39	60 083	2 636,8	12,64	7 027	886,0	5,25	67 110	3 524,8	5,25	67 110	3 524,8	5,25	67 110	3 524,8	5,25	67 110	3 524,8	5,25	67 110	3 524,8	5,25	67 110	3 524,8
3 Tarif DP	4,01	1 486	59,6	12,85	174	22,3	4,94	1 660	82,0	4,94	1 660	82,0	4,94	1 660	82,0	4,94	1 660	82,0	4,94	1 660	82,0	4,94	1 660	82,0
4 Tarif DT	4,11	1 589	65,3	12,82	186	23,8	5,02	1 775	89,2	5,02	1 775	89,2	5,02	1 775	89,2	5,02	1 775	89,2	5,02	1 775	89,2	5,02	1 775	89,2
5 Flex D	4,35	656	28,5	12,61	77	9,7	5,21	733	38,2	5,21	733	38,2	5,21	733	38,2	5,21	733	38,2	5,21	733	38,2	5,21	733	38,2
6 Total	-	63 815	2 790	-	7 463	944	-	71 278	3 734	-	71 278	3 734	-	71 278	3 734	-	71 278	3 734	-	71 278	3 734	-	71 278	3 734
7 Généraux																								
8 Tarifs G et à forfait	3,92	8 426	330,6	12,87	985	126,8	4,86	9 412	457,4	4,86	9 412	457,4	4,86	9 412	457,4	4,86	9 412	457,4	4,86	9 412	457,4	4,86	9 412	457,4
9 Flex G	3,92	8	0,3	12,82	1	0,1	4,85	9	0,4	4,85	9	0,4	4,85	9	0,4	4,85	9	0,4	4,85	9	0,4	4,85	9	0,4
11 Tarif Biénégie - petite puissance	3,89	5	0,2	12,90	1	0,1	4,83	6	0,3	4,83	6	0,3	4,83	6	0,3	4,83	6	0,3	4,83	6	0,3	4,83	6	0,3
10 Tarifs d'éclairage public et sent.	3,71	313	11,6	12,90	37	4,7	4,67	349	16,3	4,67	349	16,3	4,67	349	16,3	4,67	349	16,3	4,67	349	16,3	4,67	349	16,3
12 Tarif FM	3,73	29 099	1 085,1	12,82	3 403	436,4	4,68	32 502	1 521,5	4,68	32 502	1 521,5	4,68	32 502	1 521,5	4,68	32 502	1 521,5	4,68	32 502	1 521,5	4,68	32 502	1 521,5
13 Tarif CB moyenne puissance	2,81	113	3,2	12,90	13	1,7	3,86	127	4,9	3,86	127	4,9	3,86	127	4,9	3,86	127	4,9	3,86	127	4,9	3,86	127	4,9
14 Tarif Biénégie - moyenne puissance	3,88	16	0,6	12,78	2	0,2	4,82	17	0,8	4,82	17	0,8	4,82	17	0,8	4,82	17	0,8	4,82	17	0,8	4,82	17	0,8
15 Tarif G9	3,91	1 059	41,4	12,83	124	15,9	4,84	1 183	57,3	4,84	1 183	57,3	4,84	1 183	57,3	4,84	1 183	57,3	4,84	1 183	57,3	4,84	1 183	57,3
16 Tarif Biénégie - moyenne puissance faible FU	3,90	3	0,1	12,79	0	0,0	4,83	3	0,1	4,83	3	0,1	4,83	3	0,1	4,83	3	0,1	4,83	3	0,1	4,83	3	0,1
17 Tarif LG	3,72	10 575	393,3	12,56	1 237	155,3	4,64	11 812	548,5	4,64	11 812	548,5	4,64	11 812	548,5	4,64	11 812	548,5	4,64	11 812	548,5	4,64	11 812	548,5
18 Tarif CB grande puissance	2,72	743	20,2	12,75	87	11,1	3,77	829	31,2	3,77	829	31,2	3,77	829	31,2	3,77	829	31,2	3,77	829	31,2	3,77	829	31,2
19 Tarif H	3,47	6	0,2	12,65	1	0,1	4,44	7	0,3	4,44	7	0,3	4,44	7	0,3	4,44	7	0,3	4,44	7	0,3	4,44	7	0,3
20 Total	-	50 366	1 886,7	-	5 890	752,5	-	56 256	2 639,2	-	56 256	2 639,2	-	56 256	2 639,2	-	56 256	2 639,2	-	56 256	2 639,2	-	56 256	2 639,2
Grands clients industriels																								
21 Tarif L	2,46	24 380	598,9	12,56	2 851	358,0	3,51	27 231	957,0	3,51	27 231	957,0	3,51	27 231	957,0	3,51	27 231	957,0	3,51	27 231	957,0	3,51	27 231	957,0
22 Contrats spéciaux - sans ajust.	2,42	25 265	610,3	12,54	2 955	370,4	3,48	28 220	980,7	3,48	28 220	980,7	3,48	28 220	980,7	3,48	28 220	980,7	3,48	28 220	980,7	3,48	28 220	980,7
23 Contrats spéciaux - avec ajust.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24 Total - sans ajust.	-	49 645	1 209,2	-	5 806	728,4	-	55 451	1 937,6	-	55 451	1 937,6	-	55 451	1 937,6	-	55 451	1 937,6	-	55 451	1 937,6	-	55 451	1 937,6
25 Total - avec ajust.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26 Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27 Sous-total patrimonial	3,59	163 826	5 886,2	-	-	-	3,59	163 826	5 886,2	3,59	163 826	5 886,2	3,59	163 826	5 886,2	3,59	163 826	5 886,2	3,59	163 826	5 886,2	3,59	163 826	5 886,2
28 Sous-total tarifs de gestion cons.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29 Sous-total postpatrimonial	-	-	-	12,66	19 159	2 424,8	12,66	19 159	2 424,8	12,66	19 159	2 424,8	12,66	19 159	2 424,8	12,66	19 159	2 424,8	12,66	19 159	2 424,8	12,66	19 159	2 424,8
30 Total - avant ajustement	-	163 826	5 886,2	-	19 159	2 424,8	4,54	182 985	8 311,0	4,54	182 985	8 311,0	4,54	182 985	8 311,0	4,54	182 985	8 311,0	4,54	182 985	8 311,0	4,54	182 985	8 311,0
31 Total - avec ajustement	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(1) Les ventes par catégories de consommateurs pour la consommation patrimoniale sont établies au prorata des ventes totales.

(2) Les ventes par catégories de consommateurs pour la consommation postpatrimoniale sont établies en soustrayant le volume patrimonial (colonne 3) du volume total (colonne 9).

Original : 2024-08-01

HQD-5, Document 1
Page 14 de 37

ANNEXE 2

Prévision de l'évolution du tarif L

Références: Ventes: B-4270, B35, page 14, pour l'année 2025. Puis état d'avancement dossier appro
 Prix unitaires: B-4270-2024, B-35, page 14, pour l'année 2025
 Coût de transport: R4270-2024, B35, page 12, pour l'année 2025. Historiquement (2005 à 2024) la facture de transport a augmenté au taux moyen de 1,29%
 Statistiques/TarifHQT2001-2022 Coût de distribution R4270-2024, B35, page 12, pour l'année 2025. Historiquement (RA 2010 à 2018), l'augmentation moyenne a été de 0% : Statistiques/RR HQD Rapports annuels
 Coût unitaire nouveaux appro: R-4270-2024 B-33, page 5, majoré des tertes de 7,2% soit 118*1,072 = 126,5

Ventes (TWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Total²	27.23	27.94	28.74	29.68	31.19	32.18	33.17	34.25	36.09	38.26	40.52
Croissance		1.026	1.029	1.033	1.051	1.032	1.031	1.033	1.054	1.060	1.059
		2.60%	2.87%	3.28%	5.08%	3.17%	3.07%	3.27%	5.36%	6.01%	5.91%

165	Approvisionnement (TWh)											
	Patrimoniale ¹	24.38	25.41	25.67	25.91	26.55	26.79	26.99	27.20	27.88	28.62	29.35
	Autres	2.85	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53
	Nouveaux approvisionnements	0.00	0.00	0.54	1.24	2.11	2.85	3.65	4.52	5.67	7.11	8.64
0.02	Prix unitaire (\$/MWh)											
	Patrimoniale ¹	24.60	25.09	25.59	26.11	26.63	27.16	27.70	28.26	28.82	29.40	29.99
	Autres	125.60	128.11	130.67	133.29	135.95	138.67	141.45	144.27	147.16	150.10	153.11
	Nouveaux (incluant équilibrage et	126.50	129.03	131.61	134.24	136.93	139.67	142.46	145.31	148.21	151.18	154.20
0.02	Coûts d'approvisionnement (M\$)											
	Patrimoniale	599.75	637.53	657.08	676.35	706.94	727.71	747.67	768.59	803.71	841.36	880.14
	Autres	358.09	324.14	330.62	337.24	343.98	350.86	357.88	365.04	372.34	379.78	387.38
	Nouveaux	0.00	0.00	70.43	166.80	288.83	398.69	519.79	656.97	840.92	1,074.42	1,331.73
	Total	957.83	961.67	1,058.13	1,180.39	1,339.75	1,477.26	1,625.34	1,790.60	2,016.96	2,295.56	2,599.24
	Croissance		1.004	1.100	1.116	1.135	1.103	1.100	1.102	1.126	1.138	1.132
	Coût unitaire (\$/MWh)	35.17	34.42	36.82	39.77	42.96	45.91	49.00	52.28	55.89	60.01	64.15
	Croissance		0.979	1.070	1.080	1.080	1.069	1.067	1.067	1.069	1.074	1.069

1.062

Autres coûts (M\$)												
0.03 0.02	Transport	318.50	328.06	337.90	348.03	358.47	369.23	380.31	391.71	403.47	415.57	428.04
	Distribution	39.90	40.70	41.51	42.34	43.19	44.05	44.93	45.83	46.75	47.68	48.64
	Total	358.40	368.75	379.41	390.38	401.66	413.28	425.24	437.55	450.22	463.25	476.68
	Coût unitaire	13.16	13.20	13.20	13.15	12.88	12.84	12.82	12.77	12.48	12.11	11.76
	Croissance		1.00	1.00	1.00	0.98	1.00	1.00	1.00	0.98	0.97	0.97

RR distributeur (M\$)												
Approvisionnement	958	962	1,058	1,180	1,340	1,477	1,625	1,791	2,017	2,296	2,599	
Transport	319	328	338	348	358	369	380	392	403	416	428	
Distribution	40	41	42	42	43	44	45	46	47	48	49	
Total	1,316	1,330	1,438	1,571	1,741	1,891	2,051	2,228	2,467	2,759	3,076	
Croissance des coûts		1.011	1.081	1.093	1.109	1.086	1.085	1.087	1.107	1.118	1.115	

1

Coût unitaire (\$/MWh)	48.34	47.62	50.02	52.92	55.84	58.75	61.83	65.05	68.37	72.12	75.92
Croissance		0.985	1.050	1.058	1.055	1.052	1.052	1.052	1.051	1.055	1.053
		-1.48%	5.04%	5.80%	5.51%	5.23%	5.23%	5.22%	5.09%	5.49%	5.27%

4.64%

La valeur de 2025(48,3) est cohérente avec le prix unitaire des contrats spéciaux de 47,8 \$/MWh calculé à partir des données indiquées à R-4270-2024, B-32, pages 25 et 26

Proportion des composantes du coût												
Approvisionnement	72.8%	72.3%	73.6%	75.1%	76.9%	78.1%	79.3%	80.4%	81.8%	83.2%	84.5%	
Transport	24.2%	24.7%	23.5%	22.2%	20.6%	19.5%	18.5%	17.6%	16.4%	15.1%	13.9%	
Distribution	3.0%	3.1%	2.9%	2.7%	2.5%	2.3%	2.2%	2.1%	1.9%	1.7%	1.6%	

1.14	Tarif L = Coût unitaire * 1,14	55.10	54.29	57.02	60.33	63.65	66.98	70.48	74.16	77.94	82.21	86.55
	dû à l'interfinancement											

1.57062085

La valeur de 2025 (55,1) est cohérente avec le prix unitaire du tarif L de 54,5 \$/MWh calculé à partir des données indiquées à R-4270-2024, B-32, pages 25 et 26

1: La quantité du patrimonial demeure identique à partir de 2026 au moment où la totalité est utilisée. 121.6%

De plus il est supposé que la proportion reste la même que celle de 2025

2: Ventes: B-4270, B35, page 14, pour l'année 2025. Par la suite augmentation selon taux calculé à la feuille Ventes

Proportion patrimonial	15.4%	15.6%	15.7%	16.1%	16.2%	16.4%	16.5%	16.9%	17.3%	17.8%
-------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

ANNEXE 2.1

Référence: R-4210-2022, phase 2, B-168, page 12
État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032

TABLEAU 2.1 :

PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Résidentiel	69,9	70	71,4	71,7	72,4	73,2	74,5	75,4	76,8	78,2	80	81,1	82,5	83,9
Commercial	46	46,7	47,3	48,1	49	49,9	51,1	52	53,1	54,3	55,4	56,4	57,6	59
<i>Dont:</i>														
Commercial et institutionnel	39,7	40,3	40,8	41,6	42,4	43,3	44,5	45,4	46,5	47,7	48,8	49,7	51	52,3
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7
Industriel	63,4	63,5	64,4	65,8	67,3	69	71	74,2	76,2	78,4	80,7	84,6	89,2	94
<i>Dont:</i>														
Industriel PME	8,1	7,8	8,1	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Industriel grandes entreprises	55,4	55,7	56,4	57,8	59,3	61	63	66,2	68,3	70,4	72,7	76,6	81,2	86
Alumineries	25	25,8	25,3	25,3	25,4	25,4	25,6	26	26,2	26,5	26,6	26,5	26,5	26,5
Pâtes et papiers	10,4	9,6	9,7	10	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,9	10	10,1	10,3	10,5
Pétrole et chimie	4,8	4,7	4,9	5,1	5,4	6,3	6,2	6,6	6,8	7,1	7,5	8,3	9,4	10,7
Mines	4,3	4,3	4,8	5,2	5,8	8,3	6,7	6,9	7	7,3	7,5	7,7	7,8	7,9
Sidérurgie, fonte et affinage	7	7,3	7,7	7,9	8,1	5,3	8,6	9,3	9,8	10,3	11,1	12,6	14,3	16,1
Autres Industriel grandes entreprises	3,9	4	4	4,2	4,7		6,2	7,7	8,5		10,1	11,5	12,8	14,3
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	179,3	180,3	183,2	185,7	188,7	192,1	196,6	201,6	206,1	210,9	216,1	222,1	229,4	236,9

Notes:

¹ Ventes réelles pour l'année 2022, normalisées pour les conditions climatiques.

0,49 Évaluation proportion Traité L, soit 49% Industriel grandes

Proportion Industriel Grandes entreprises

0,072 15,1% 15,1% 15,1% 15,3% 15,4% 15,6% 15,7% 16,1% 16,2% 16,4% 16,5% 16,9% 17,3% 17,8%

30,9% 30,9% 30,9% 31,1% 31,4% 31,8% 32,0% 32,8% 33,1% 33,4% 33,6% 34,5% 35,4% 36,3%

192,2096 193,2816 196,3904 199,0704 202,2864 205,9312 210,7552 216,1152 220,9392 226,0848 231,6592 238,0912 245,9168 253,9568

2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035

Besoins incluant pertes de 7,2%

Croissance des entes

Ventes totales

Industriel grandes entreprises

1,016155 1,018018 1,023425 1,025432 1,022321 1,02329 1,024656 1,027765 1,032868 1,032694

1,025952 1,028668 1,032787 1,050794 1,031722 1,030747 1,03267 1,053645 1,060052 1,059113

ANNEXE 3

Prévision de l'évolution du tarif L

Références: Ventes: B-4270, B35, page 14, pour l'année 2025. Puis état d'avancement dossi appro
 Prix unitaires: B-4270-2024, B-35, page 14, pour l'année 2025
 Coût de transport: R4270-2024, B35, page 12, pour l'année 2025. Historiquement (2005 à 2024) la facture de transport a augmenté au taux moyen de 1,29%
 Statistiques/TarifHQT2001-2022 Coût de distribution R4270-2024, B35, page 12, pour l'année 2025. Historiquement (RA 2010 à 2018), l'augmentation
 moyenne a été de 0% : Statistiques/RR HQD Rapports annuels
 Coût unitaire nouveaux appro: R-4270-2024 B-33, page 5, majoré des pertes de 7,2% soit $118 \times 1,072 = 126,5$

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes (TWh)											
Total²	27.23	27.94	28.74	29.68	31.19	32.18	33.17	34.25	36.09	38.26	40.52
Croissance		1.026	1.029	1.033	1.051	1.032	1.031	1.033	1.054	1.060	1.059
		2.60%	2.87%	3.28%	5.08%	3.17%	3.07%	3.27%	5.36%	6.01%	5.91%
Approvisionnement (TWh)											
165 Patrimoniale ¹	24.38	25.41	25.67	25.91	26.55	26.79	26.99	27.20	27.88	28.62	29.35
Autres	2.85	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53
Nouveaux approvisionnements	0.00	0.00	0.54	1.24	2.11	2.85	3.65	4.52	5.67	7.11	8.64
Prix unitaire (\$/MWh)											
0 Patrimoniale ¹	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60
0.02 Autres	125.60	128.11	130.67	133.29	135.95	138.67	141.45	144.27	147.16	150.10	153.11
0.02 Nouveaux (incluant équilibrage et	126.50	129.03	131.61	134.24	136.93	139.67	142.46	145.31	148.21	151.18	154.20
Coûts d'approvisionnement (M\$)											
Patrimoniale	599.75	625.03	631.56	637.34	653.10	659.11	663.91	669.11	685.95	704.01	722.02
Autres	358.09	324.14	330.62	337.24	343.98	350.86	357.88	365.04	372.34	379.78	387.38
Nouveaux	0.00	0.00	70.43	166.80	288.83	398.69	519.79	656.97	840.92	1,074.42	1,331.73
Total	957.83	949.17	1,032.61	1,141.38	1,285.91	1,408.66	1,541.58	1,691.11	1,899.21	2,158.22	2,441.13
Croissance		0.991	1.088	1.105	1.127	1.095	1.094	1.097	1.123	1.136	1.131
Coût unitaire (\$/MWh)	35.17	33.97	35.93	38.46	41.23	43.78	46.48	49.37	52.63	56.42	60.25
Croissance		0.966	1.058	1.070	1.072	1.062	1.062	1.062	1.066	1.072	1.068
Autres coûts (M\$)											
0.03 Transport	318.50	328.06	337.90	348.03	358.47	369.23	380.31	391.71	403.47	415.57	428.04
0.02 Distribution	39.90	40.70	41.51	42.34	43.19	44.05	44.93	45.83	46.75	47.68	48.64
Total	358.40	368.75	379.41	390.38	401.66	413.28	425.24	437.55	450.22	463.25	476.68
Coût unitaire	13.16	13.20	13.20	13.15	12.88	12.84	12.82	12.77	12.48	12.11	11.76
Croissance		1.00	1.00	1.00	0.98	1.00	1.00	1.00	0.98	0.97	0.97
RR distributeur (M\$)											
Approvisionnement	958	949	1,033	1,141	1,286	1,409	1,542	1,691	1,899	2,158	2,441
Transport	319	328	338	348	358	369	380	392	403	416	428
Distribution	40	41	42	42	43	44	45	46	47	48	49
Total	1,316	1,318	1,412	1,532	1,688	1,822	1,967	2,129	2,349	2,621	2,918
Croissance des coûts		1.001	1.071	1.085	1.102	1.080	1.080	1.082	1.104	1.116	1.113
Coût unitaire (\$/MWh)											
Coût unitaire (\$/MWh)	48.34	47.17	49.13	51.61	54.11	56.62	59.30	62.15	65.10	68.53	72.01
Croissance		0.976	1.042	1.050	1.048	1.046	1.047	1.048	1.048	1.053	1.051
		-2.40%	4.15%	5.04%	4.85%	4.64%	4.73%	4.80%	4.75%	5.26%	5.09%

La valeur de 2025(48,3) est cohérente avec le prix unitaire des contrats spéciaux de 47,8 \$/MWh calculé à partir des données indiquées à R-4270-2024, B-32, pages 25 et 26

Proportion des composantes du coût											
Approvisionnement	72.8%	72.0%	73.1%	74.5%	76.2%	77.3%	78.4%	79.4%	80.8%	82.3%	83.7%
Transport	24.2%	24.9%	23.9%	22.7%	21.2%	20.3%	19.3%	18.4%	17.2%	15.9%	14.7%
Distribution	3.0%	3.1%	2.9%	2.8%	2.6%	2.4%	2.3%	2.2%	2.0%	1.8%	1.7%
1.14 Tarif L = Coût unitaire * 1,14	55.10	53.78	56.01	58.83	61.68	64.55	67.60	70.85	74.22	78.12	82.10
dû à interfinancement											

La valeur de 2025 (55,1) est cohérente avec le prix unitaire du tarif L de 54,5 \$/MWh calculé à partir des données indiquées à R-4270-2024, B-32, pages 25 et 26

1: La quantité du patrimonial demeure identique à partir de 2026 au moment où la totalité est utilisée. 117.1%

De plus il est supposé que la proportion reste la même que celle de 2025

2: Ventes: B-4270, B35, page 14, pour l'année 2025. Par la suite augmentation selon taux calculé à la feuille Ventes

Proportion patrimonial	15.4%	15.6%	15.7%	16.1%	16.2%	16.4%	16.5%	16.9%	17.3%	17.8%
-------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

ANNEXE 4

Prévision de l'évolution du tarif L

Références:

Ventes: B-4270, B35, page 14, pour l'année 2025. Puis état d'avancement dossi appro

Prix unitaires: B-4270-2024, B-35, page 14, pour l'année 2025

Coût de transport: R4270-2024, B35, page 12, pour l'année 2025. Historiquement (2005 à 2024) la facture de transport a augmenté au taux moyen de 1,29%

Statistiques/TarifHQT2001-2022 Coût de distribution R4270-2024, B35, page 12, pour l'année 2025. Historiquement (RA 2010 à 2018), l'augmentation

moyenne a été de 0% : Statistiques/RR HQD Rapports annuels

Coût unitaire nouveaux approvisionnements:reductions Sabia et diminution coût T et E

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes (TWh)											
Total²	27.23	27.94	28.74	29.68	31.19	32.18	33.17	34.25	36.09	38.26	40.52
Croissance		1.026	1.029	1.033	1.051	1.032	1.031	1.033	1.054	1.060	1.059
		2.60%	2.87%	3.28%	5.08%	3.17%	3.07%	3.27%	5.36%	6.01%	5.91%
Approvisionnement (TWh)											
165 Patrimoniale ¹	24.38	25.41	25.67	25.91	26.55	26.79	26.99	27.20	27.88	28.62	29.35
Autres	2.85	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53
Nouveaux approvisionnements	0.00	0.00	0.54	1.24	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11
Approvisionnements Sabia						0.75	1.54	2.41	3.56	5.00	6.53
Prix unitaire (\$/MWh)											
0.02 Patrimoniale ¹	24.60	25.09	25.59	26.11	26.63	27.16	27.70	28.26	28.82	29.40	29.99
0.02 Autres	125.60	128.11	130.67	133.29	135.95	138.67	141.45	144.27	147.16	150.10	153.11
0.02 Nouveaux (incluant équilibrage et	116.50	118.83	121.21	123.63	126.10	128.63	131.20	133.82	136.50	139.23	142.01
0.8 Approvisionnements Sabia						102.90	104.96	107.06	109.20	111.38	113.61
Coûts d'approvisionnement (M\$)											
Patrimoniale	599.75	637.53	657.08	676.35	706.94	727.71	747.67	768.59	803.71	841.36	880.14
Autres	358.09	324.14	330.62	337.24	343.98	350.86	357.88	365.04	372.34	379.78	387.38
Nouveaux	0.00	0.00	64.86	153.61	266.00	348.00	438.31	540.48	677.14	850.33	1,041.07
Total	957.83	961.67	1,052.56	1,167.20	1,316.92	1,426.57	1,543.86	1,674.11	1,853.18	2,071.47	2,308.59
Croissance		1.004	1.095	1.109	1.128	1.083	1.082	1.084	1.107	1.118	1.114
Coût unitaire (\$/MWh)	35.17	34.42	36.63	39.33	42.22	44.33	46.55	48.88	51.35	54.15	56.98
Croissance		0.979	1.064	1.074	1.074	1.050	1.050	1.050	1.051	1.054	1.052
Autres coûts (M\$)											
0.03 Transport	318.50	328.06	337.90	348.03	358.47	369.23	380.31	391.71	403.47	415.57	428.04
0.02 Distribution	39.90	40.70	41.51	42.34	43.19	44.05	44.93	45.83	46.75	47.68	48.64
Total	358.40	368.75	379.41	390.38	401.66	413.28	425.24	437.55	450.22	463.25	476.68
Coût unitaire	13.16	13.20	13.20	13.15	12.88	12.84	12.82	12.77	12.48	12.11	11.76
Croissance		1.00	1.00	1.00	0.98	1.00	1.00	1.00	0.98	0.97	0.97
RR distributeur (M\$)											
Approvisionnement	958	962	1,053	1,167	1,317	1,427	1,544	1,674	1,853	2,071	2,309
Transport	319	328	338	348	358	369	380	392	403	416	428
Distribution	40	41	42	42	43	44	45	46	47	48	49
Total	1,316	1,330	1,432	1,558	1,719	1,840	1,969	2,112	2,303	2,535	2,785
Croissance des coûts		1.011	1.076	1.088	1.103	1.071	1.070	1.072	1.091	1.100	1.099
Coût unitaire (\$/MWh)											
Coût unitaire	48.34	47.62	49.83	52.48	55.10	57.18	59.37	61.65	63.83	66.26	68.74
Croissance		0.985	1.046	1.053	1.050	1.038	1.038	1.038	1.035	1.038	1.038
		-1.48%	4.63%	5.32%	5.00%	3.76%	3.83%	3.85%	3.53%	3.81%	3.75%
La valeur de 2025(48,3) est cohérente avec le prix unitaire des contrats spéciaux de 47,8 \$/MWh calculé à partir des données indiquées à R-4270-2024, B-32, pages 25 et 26											
Proportion des composantes du coût											
Approvisionnement	72.8%	72.3%	73.5%	74.9%	76.6%	77.5%	78.4%	79.3%	80.5%	81.7%	82.9%
Transport	24.2%	24.7%	23.6%	22.3%	20.9%	20.1%	19.3%	18.6%	17.5%	16.4%	15.4%
Distribution	3.0%	3.1%	2.9%	2.7%	2.5%	2.4%	2.3%	2.2%	2.0%	1.9%	1.7%
1.14 Tarif L = Coût unitaire * 1,14	55.10	54.29	56.80	59.82	62.82	65.18	67.68	70.28	72.76	75.53	78.37
dû à interfinancement											
La valeur de 2025 (55,1) est cohérente avec le prix unitaire du tarif L de 54,5 \$/MWh calculé à partir des données indiquées à R-4270-2024, B-32, pages 25 et 26											
1: La quantité du patrimonial demeure identique à partir de 2026 au moment où la totalité est utilisée. 118.3%											
De plus il est supposé que la proportion reste la même que celle de 2025											
2 : Ventes: B-4270, B35, page 14, pour l'année 2025. Par la suite augmentation selon taux calculé à la feuille Ventes											
Proportion patrimonial		15.4%	15.6%	15.7%	16.1%	16.2%	16.4%	16.5%	16.9%	17.3%	17.8%

Une tarification de l'électricité transparente et axée sur le coût de service :

la clé de la compétitivité de nos régions et des usines québécoises pour une transition énergétique réussie

AQCIE

ANNEXE 5

Prévision de l'évolution du tarif L

Références: Ventes: B-4270, B35, page 14, pour l'année 2025. Puis etat d'avanc doss appro
 Prix unitaires: B-4270-2024, B-35, page 14, pour l'année 2025
 Coût de transport: R4270-2024, B35, page 12, pour l'année 2025. Historiquement (2005 à 2024) la facture de transport a augmenté au taux moyen de 1,29%
 Statistiques/TarifHQT2001-2022 Coût de distribution R4270-2024, B35, page 12, pour l'année 2025. Historiquement (RA 2010 à 2018), l'augmentation moyenne a été de 0% : Statistiques/RR HQD Rapports annuels
 Coût unitaire nouveaux approvisionnements: reductions Sabia et diminution coût T et E

Ventes (TWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Total²	27.23	27.94	28.74	29.68	31.19	32.18	33.17	34.25	36.09	38.26	40.52
Croissance	1.026	1.029	1.033	1.051	1.032	1.031	1.033	1.034	1.054	1.060	1.059
	2.60%	2.87%	3.28%	5.08%	3.17%	3.07%	3.27%	5.36%	6.01%	5.91%	

Approvisionnement (TWh)											
165 Patrimoniale ¹	24.38	25.41	25.67	25.91	26.55	26.79	26.99	27.20	27.88	28.62	29.35
Autres	2.85	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53
Nouveaux approvisionnements	0.00	0.00	0.54	1.24	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11
Approvisionnements Sabia						0.75	1.54	2.41	3.56	5.00	6.53
Prix unitaire (\$/MWh)											
0 Patrimoniale ¹	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60	24.60
0.02 Autres	125.60	128.11	130.67	133.29	135.95	138.67	141.45	144.27	147.16	150.10	153.11
0.02 Nouveaux (incluant équilibrage et	116.50	118.83	121.21	123.63	126.10	128.63	131.20	133.82	136.50	139.23	142.01
0.8 Approvisionnements Sabia						102.90	104.96	107.06	109.20	111.38	113.61
Coûts d'approvisionnement (M\$)											
Patrimoniale	599.75	625.03	631.56	637.34	653.10	659.11	663.91	669.11	685.95	704.01	722.02
Autres	358.09	324.14	330.62	337.24	343.98	350.86	357.88	365.04	372.34	379.78	387.38
Nouveaux	0.00	0.00	64.86	153.61	266.00	348.00	438.31	540.48	677.14	850.33	1,041.07
Total	957.83	949.17	1,027.05	1,128.19	1,263.08	1,357.97	1,460.10	1,574.62	1,735.43	1,934.12	2,150.47
Croissance	0.991	1.082	1.098	1.120	1.075	1.075	1.078	1.102	1.114	1.114	1.112
Coût unitaire (\$/MWh)	35.17	33.97	35.74	38.01	40.50	42.20	44.02	45.97	48.09	50.56	53.08
Croissance	0.966	1.052	1.064	1.065	1.042	1.043	1.044	1.046	1.051	1.050	

Autres coûts (M\$)											
0.03 Transport	318.50	328.06	337.90	348.03	358.47	369.23	380.31	391.71	403.47	415.57	428.04
0.02 Distribution	39.90	40.70	41.51	42.34	43.19	44.05	44.93	45.83	46.75	47.68	48.64
Total	358.40	368.75	379.41	390.38	401.66	413.28	425.24	437.55	450.22	463.25	476.68
Coût unitaire	13.16	13.20	13.20	13.15	12.88	12.84	12.82	12.77	12.48	12.11	11.76
Croissance	1.00	1.00	1.00	0.98	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.97	0.97

RR distributeur (M\$)											
Approvisionnement	958	949	1,027	1,128	1,263	1,358	1,460	1,575	1,735	1,934	2,150
Transport	319	328	338	348	358	369	380	392	403	416	428
Distribution	40	41	42	42	43	44	45	46	47	48	49
Total	1,316	1,318	1,406	1,519	1,665	1,771	1,885	2,012	2,186	2,397	2,627
Croissance des coûts	1.001	1.067	1.080	1.096	1.064	1.064	1.067	1.086	1.097	1.096	

Coût unitaire (\$/MWh)	48.34	47.17	48.94	51.16	53.38	55.05	56.84	58.75	60.56	62.67	64.84
Croissance	0.976	1.037	1.045	1.043	1.031	1.033	1.034	1.031	1.035	1.035	
	-2.40%	3.74%	4.54%	4.33%	3.13%	3.27%	3.35%	3.09%	3.47%	3.47%	

La valeur de 2025(48,3) est cohérente avec le prix unitaire des contrats spéciaux de 47,8 \$/MWh calculé à partir des données indiquées à R-4270-2024, B-32, pages 25 et 26

Proportion des composantes du coût											
Approvisionnement	72.8%	72.0%	73.0%	74.3%	75.9%	76.7%	77.4%	78.3%	79.4%	80.7%	81.9%
Transport	24.2%	24.9%	24.0%	22.9%	21.5%	20.8%	20.2%	19.5%	18.5%	17.3%	16.3%
Distribution	3.0%	3.1%	3.0%	2.8%	2.6%	2.5%	2.4%	2.3%	2.1%	2.0%	1.9%

1.14 Tarif L = Coût unitaire * 1,14	55.10	53.78	55.79	58.33	60.85	62.75	64.80	66.97	69.04	71.44	73.92
dû à interfinancement											

La valeur de 2025 (55,1) est cohérente avec le prix unitaire du tarif L de 54,5 \$/MWh calculé à partir des données indiquées à R-4270-2024, B-32, pages 25 et 26

1: La quantité du patrimonial demeure identique à partir de 2026 au moment où la totalité est utilisée. 113.9%
 De plus il est supposé que la proportion reste la même que celle de 2025

2 : Ventes: B-4270, B35, page 14, pour l'année 2025. Par la suite augmentation selon taux calculé à la feuille Ventes

Proportion patrimonial	15.4%	15.6%	15.7%	16.1%	16.2%	16.4%	16.5%	16.9%	17.3%	17.8%	
-------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--

ANNEXE 6

Figure 1

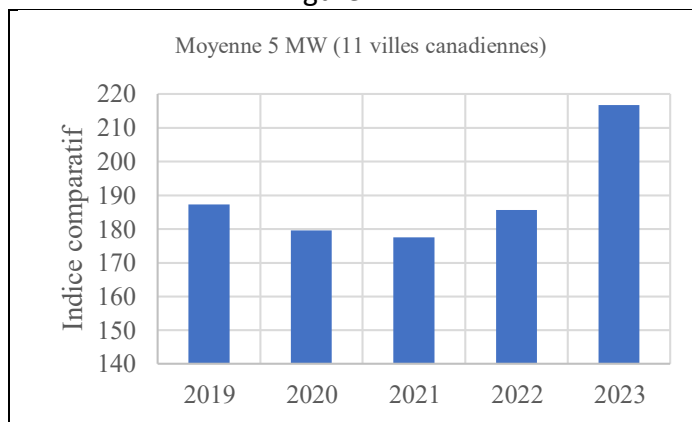


Figure 2

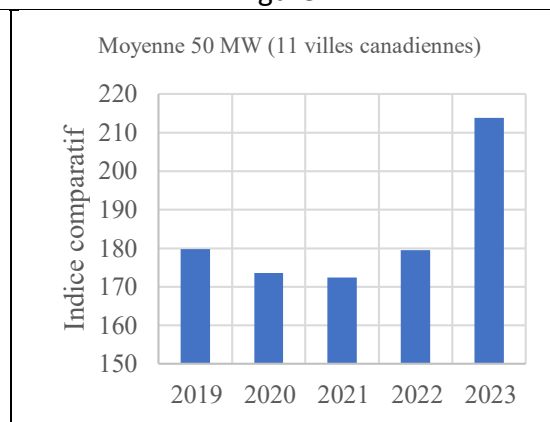


Figure 3

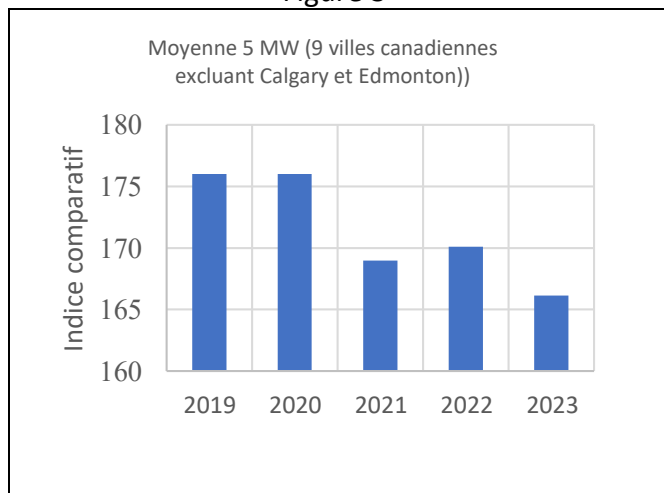


Figure 4

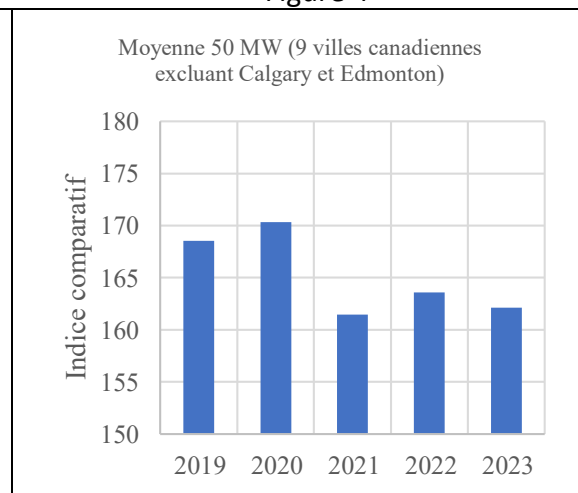


Figure 5

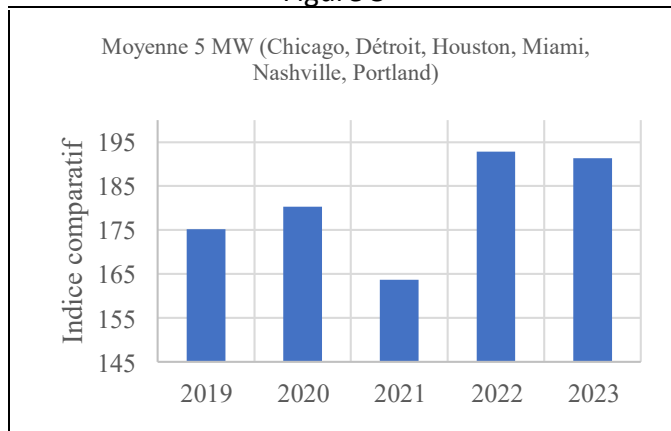


Figure 6

