

RAPPORT D'ANALYSE

Les risques financiers et tarifaires du plan d'action 2035 d'Hydro-Québec

Jean-François Blain

18 février 2026

union
des consommateurs

Table des matières

Union des consommateurs, la force d'un réseau	3
Introduction	4
Partie 1 – Avant l'adoption du projet de loi 69	5
1.1 Mise en contexte	5
1.2 Le traitement révélateur des coûts de Churchill Falls	8
1.3 Cadre financier et tarifaire du Plan d'action 2035	10
1.4 Prévion des ventes (volumes)	11
Tableau 1-a Prévion des ventes (volumes en GWh)	11
Tableau 1-b Croissance des ventes entre 2023 et 2035, en GWh et en %	11
Figure 1 – Ventes d'électricité (réelles et prévues) au Québec en GWh	12
1.5 Évolution des revenus unitaires	12
Tableau 2 – Revenus unitaires (en ¢/kwh)	13
1.6 Évolution des revenus totaux	13
Tableau 3 – Revenus totaux, en millions de dollars (M\$)	14
1.7 Le risque de déraillement tarifaire	15
Tableau 4 – Variations tarifaires en fonction de la croissance des volumes	15
Conclusion – partie I	16
Partie II – Après le bâillon, la « demande tarifaire »	17
2.1 Contexte	17
2.2 La « demande tarifaire »	18
2.3 La mesure du risque financier	20
2.4 Les écueils réglementaires	21
Conclusion – Partie II	23
Partie III – AUCUN PLAN DE SORTIE DES ÉNERGIES FOSSILES	24
3.1 Les perspectives 2050 de l'AIÉ	24
3.1.1 Approvisionnements	25
3.1.2 Consommation totale d'énergie pour usages finaux	26
Tableau 5 – Consommation totale d'énergie pour usages finaux (2023 vs 2050, scénario STEPS de l'AIÉ)	27
3.2 L'interfinancement des énergies fossiles	27
3.2.1 L'approche radicale	28
3.2.2 L'approche équilibrée	29
3.2.3 L'approche à hauts risques	29
3.3 L'interfinancement des investissements industriels	30
3.3.1 Coût marginal versus coût moyen	30
Tableau 6 – Exemple théorique d'impact sur les coûts d'un ajout de 5 TWh	30
Conclusion	32
Nos membres	33

UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe 16 groupes de défense des droits des consommateurs. La mission d'Union des consommateurs est de représenter et défendre les droits des consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'Union s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

NOTRE VISION

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

NOTRE MISSION

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



INTRODUCTION

Le présent rapport d'analyse propose une vue d'ensemble du Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec et de son cheminement depuis sa présentation en novembre 2023. Ce plan d'action constitue la première étape de ce que le gouvernement du Québec présente comme la « transition énergétique » devant mener à la décarbonation de l'économie du Québec d'ici 2050.

Dès sa présentation et tout au long du processus d'examen du projet de loi n° 69 (maintenant Loi 24) devant encadrer sa mise en œuvre, ce plan d'action a soulevé de nombreuses interrogations quant aux exigences que pose une telle transformation de notre secteur énergétique, aux critères à considérer pour déterminer les moyens requis en vue de son déploiement et aux dispositifs destinés à assurer sa réalisation.

Le rapport a été élaboré sur une période de plus d'un an, depuis l'annonce de l'entente de principe sur le développement de Churchill Falls en décembre 2024 jusqu'aux audiences de la Régie de l'énergie pour la fixation des tarifs d'électricité des années 2026 à 2028, audiences conclues en janvier 2026. Il témoigne également de la trame historique des nombreux événements – corporatifs, politiques, réglementaires et législatifs – qui se sont déroulés au cours des années 2023 à 2026.

Le document a donc été structuré pour refléter l'évolution des perspectives qui ont prévalu successivement depuis la présentation initiale du Plan d'action jusqu'à l'adoption du projet de loi no 69, soit la partie I de ce rapport, puis la période de l'entrée en vigueur de la Loi 24 et du dépôt des demandes tarifaires 2026-2028 d'Hydro-Québec à l'été 2025 qui constitue la partie II.

Un choix a été fait de maintenir la première partie du rapport dans sa version originale, afin de placer le lecteur dans la même perspective que l'auteur, c'est-à-dire dans l'ignorance des événements qui se sont succédé après l'adoption du PL-69 en juin 2025.

Enfin, la partie III du document aborde les enjeux de la transition énergétique dans une perspective plus large, celle de l'Agence internationale de l'énergie, et sur un horizon temporel plus éloigné, celui de 2050.

Le lecteur pourra ainsi prendre la pleine mesure des conséquences des choix qui sont faits (ou non) aujourd'hui, non seulement au Québec, mais également dans les diverses juridictions territoriales ayant la prétention, sinon l'ambition, d'entreprendre une « transition énergétique » à la hauteur de ce que commande l'urgence climatique.



Jean-François Blain, analyste sénior – secteur de l'énergie

PARTIE 1 – AVANT L'ADOPTION DU PROJET DE LOI 69

1.1 Mise en contexte

En novembre 2023, Hydro-Québec a rendu public son Plan d'action 2035 visant à augmenter, au cours des dix prochaines années, la disponibilité de puissance de 8 000 à 9 000 MW et la quantité d'énergie disponible annuellement d'environ 60 TWh. Ce plan de développement constituerait la première phase d'une décarbonation de l'économie du Québec qui « nécessiterait » l'ajout d'ici 2050 d'environ 150 à 200 TWh de production d'électricité additionnelle. En 2024, la consommation d'électricité du Québec a été de 177,2 TWh¹ (correspondant à des besoins d'approvisionnement de 190 TWh incluant les 7,3 % de pertes de transport et de distribution).

Le déploiement de ce plan nécessiterait des investissements totalisant 180 G\$ d'ici 2035, dont 60 G\$ en projets de production et environ 120 G\$ en infrastructures de transport et de distribution. Pour Hydro-Québec, il s'agirait d'investissements (+/- 18 G\$ par an pendant 10 ans) 4 fois plus élevés que la moyenne des dernières années (environ 4,5 G\$/an). Notons qu'au 31 décembre 2024, la valeur totale des actifs d'Hydro-Québec s'élevait à 99,7 G\$.²

Hydro-Québec soutient que 75 % de l'électricité additionnelle rendue disponible d'ici 2035 serait destinée à la décarbonation de l'économie et 25 % au développement industriel. Depuis l'adoption du PL-2 élargissant la discrétion ministérielle en matière d'attribution de blocs de puissance, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MÉIÉ) a autorisé des projets totalisant près de 2 500 MW, ce qui se traduira (s'ils se réalisent tous) par une consommation d'électricité additionnelle d'environ 19 TWh/an – soit le tiers des 60 TWh additionnels prévus – et occasionnera un surcoût tarifaire de l'ordre de 21 à 22 G\$ au cours des 20 prochaines années pour l'ensemble des clients.

¹ Hydro-Québec, « Rapport annuel d'Hydro-Québec », (Hydro-Québec, mars 2025), <https://www.hydroquebec.com/a-propos/publications-rapports/rapport-annuel.html>, p.66.

² *Ibid*, p. 65.

Aucune réduction de la consommation totale de produits pétroliers et gaziers au Québec ne peut être constatée pour l'instant.³

La publication, puis le déploiement du Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec s'inscrivent dans la foulée d'une série de projets de loi adoptés par le gouvernement du Québec au cours des dernières années :

- le projet de loi n° 34 limitant la fixation des tarifs par la Régie de l'énergie à une fois tous les cinq ans et fixant l'augmentation des tarifs en fonction de l'inflation;
- le projet de loi n° 2 abaissant de 50 à 5 MW le seuil à partir duquel l'attribution d'un bloc de puissance relève de l'autorité ministérielle (MÉIE) et plafonnant les hausses tarifaires à 3 % pour le secteur résidentiel;
- le projet de loi n° 13 modifiant notamment la loi sur Hydro-Québec de telle sorte qu'elle puisse, par l'entremise d'une société en commandite, céder des participations financières à des tiers dans la propriété et l'exploitation de futures immobilisations, dont des actifs de transport;
- le projet de loi n° 69, qui confirme et étend les possibilités de cession d'actifs par Hydro-Québec, élargit davantage les pouvoirs du ministre, annonce l'élaboration éventuelle d'un plan de gestion intégrée des ressources (PGIRE), étend la possibilité d'exploitation privée des forces hydrauliques et établit des conditions relatives aux partenariats, notamment.

Au cours de l'année 2024, à la suite du dévoilement du Plan d'action 2035 et en vue des consultations particulières sur le PL-69 tenues en septembre 2024, différents groupes d'intérêt et organismes (Union des consommateurs, la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI), la Chaire de gestion du secteur de l'énergie – HEC Montréal, l'Institut de recherche et d'informations socioéconomiques (IRIS), etc.) ont évalué l'incidence tarifaire qu'auraient les investissements projetés par Hydro-Québec à l'horizon 2035. Tous ont conclu que la croissance des coûts associée au déploiement du Plan d'action se traduirait par des hausses tarifaires récurrentes de l'ordre de 5 à 6 % par an minimalement, au cours des 10 prochaines années, se traduisant en une augmentation cumulative des factures d'électricité de l'ordre de 70 à 100 %.

³ Hélène Baril, L'État de l'énergie au Québec : Les ventes d'essence à un niveau record au Québec, La Presse, 13 février 2025, <https://www.lapresse.ca/affaires/2025-02-13/l-etat-de-l-energie-au-quebec/les-ventes-d-essence-a-un-niveau-record-au-quebec.php>; notamment en absence d'une évaluation des besoins liés à la décarbonation, on n'a toujours pas identifié, dans les différents secteurs d'activité, les usages énergétiques que l'on peut décarboner, dans quelles proportions, à quelles échéances, selon quelles priorités, en mobilisant quels moyens, à quel coût versus quels coûts évités, etc. ... ni quels sont les gains d'efficacité liés à la substitution.

Union des consommateurs estimait notamment que les tarifs d'électricité résidentiels au Québec sont sur le point de subir une augmentation significative, avec une hausse pouvant atteindre 33 % à 174 % au cours des dix prochaines années. Elle mentionnait que l'ampleur de ces hausses dépendrait de la mise en place ou non de mécanismes de protection pour les ménages et de stratégies visant à limiter les besoins énergétiques du Québec. Enfin, Union préconisait la tenue d'une véritable planification stratégique du secteur de l'énergie, l'adoption de diverses mesures politiques et réglementaires de même que l'attribution d'une aide ciblée pour les consommateurs à revenu faible ou modeste.⁴

Pour sa part, l'IRIS concluait que le déploiement du Plan d'action 2035 entraînerait des augmentations tarifaires de 5,2 % par an minimalement, pour une croissance cumulative de la facture d'électricité de 74,5 % de 2024 à 2035. Il s'agit de l'estimation la plus conservatrice parmi les quatre mentionnées⁵.

Depuis la publication de son Plan d'action 2035, Hydro-Québec a affirmé et réitéré que le financement du Plan serait possible avec des augmentations tarifaires de 4 à 5 % par an pour les secteurs commercial, institutionnel et industriel, et en limitant les augmentations à l'intérieur d'un plafond de 3 % par an pour le secteur résidentiel.

Dans le cadre de sa demande tarifaire R-4270-2024, Hydro-Québec (HQ) a demandé à la Régie de l'énergie d'approuver des augmentations tarifaires de 3,9 % à compter du 1^{er} avril 2025 pour toutes les catégories de clientèle, sauf le secteur résidentiel, dont la hausse serait limitée à 3 %. Notons que, n'eût été le nouveau traitement comptable proposé par HQ pour les coûts de contrôle de la végétation, en forte hausse, la hausse tarifaire aurait plutôt été de 5,6 %.

Au terme de son délibéré, la Régie de l'énergie a rendu la décision D-2025-033 le 6 mars 2025, dans laquelle elle établissait, à compter du 1^{er} avril 2025, des hausses tarifaires de 3,6 % pour les clients aux tarifs domestiques et aux tarifs généraux, et de 1,7 % pour les clients industriels de grande puissance au tarif « L ».

Le 26 mars 2025, le gouvernement du Québec adoptait le décret 464-2025 visant à plafonner la hausse applicable aux clients domestiques d'Hydro-Québec à 3 % à compter du 1^{er} avril 2025.⁶

⁴ Joanie Ouellette, « Facture d'électricité au Québec : un choc imminent ? », Union des consommateurs, 28 août 2024, <https://uniondesconsommateurs.ca/facture-delectricite-un-choc-imminent/>.

⁵ Jean-François Blain et Bertrand Schepper, « Projet de loi 69 : vers une transition énergétique ? », Institut de recherche et d'information socio-économique (IRIS), septembre 2024, <https://iris-recherche.qc.ca/publications/reforme-loi-energie/>.

⁶ Décret 464-2025, concernant la fixation, à l'égard des contrats conclus entre Hydro-Québec et les consommateurs domestiques abonnés à son service de distribution d'électricité, des tarifs et des conditions auxquels l'électricité est distribuée à ces consommateurs par Hydro-Québec pour l'année tarifaire commençant le 1^{er} avril 2025 et se terminant le 31 mars 2026, (2025), 157 G.O. II, 2350.

D'avril à juin 2025, l'étude détaillée du projet de loi n° 69 s'est poursuivie devant la Commission parlementaire de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPERN). Le 23 mai 2025, la ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie déposait 52 amendements aux dispositions initiales du PL-69.⁷ Parmi ces amendements, il est notamment proposé de modifier l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ), relatif à l'établissement des coûts des approvisionnements en électricité de telle sorte que :

en cas d'approvisionnement excédentaire au cours d'une année tarifaire, les coûts des approvisionnements en électricité visés au premier alinéa sont établis de manière à tenir compte, d'abord, de l'ensemble des coûts des contrats d'approvisionnement en électricité dont la livraison ne peut être reportée et, ensuite, d'une partie des coûts des autres approvisionnements en électricité.⁸

Cet amendement aux dispositions de l'art.52.2 de la LRÉ aurait pour effet d'imposer aux clients d'Hydro-Québec la totalité des coûts d'approvisionnement engagés en lien avec le Plan d'action 2035, même dans le cas où ces approvisionnements excéderaient les besoins en électricité réels des consommateurs.

Le présent rapport présente la croissance des revenus requis d'Hydro-Québec à l'horizon de son plan d'action 2035, selon les propres hypothèses de la société d'État, afin d'illustrer l'ampleur du fardeau financier qui incombera à la collectivité et l'important risque d'impasse financière et tarifaire qui y est associé.

1.2 Le traitement révélateur des coûts de Churchill Falls

Au mois de décembre 2024, les gouvernements du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador ont rendu publiques les dispositions d'une entente de principe relative au renouvellement éventuel du contrat de Churchill Falls. Advenant la signature d'une entente finale, le contrat actuellement en vigueur (valide jusqu'en 2041) serait remplacé par un nouveau contrat d'une durée de 50 ans, prenant effet en 2025.

⁷ Thomas Gerbet, « Le gouvernement Legault réduira le pouvoir du chien de garde de l'énergie », Radio-Canada.ca, 26 mai 2025, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2167167/quebec-reduira-pouvoir-regie-energie-hydro-pl69>.

⁸ *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, L.Q. 2025, c. 2.

Ce nouveau contrat :

- rehausserait de 0,2 ¢/kWh à 1 ¢/kWh, puis à 2 ¢/kWh le prix payé par Hydro-Québec dans les prochaines années pour l'électricité provenant de la centrale de Churchill Falls existante;
- prévoit des investissements conjoints avec Nalcor pour l'augmentation de la capacité en puissance de la centrale existante, pour la construction d'une nouvelle centrale annexe à Churchill Falls et pour la construction d'une nouvelle centrale à Gull Island;
- établit le prix applicable à la production d'électricité des différentes centrales pour la durée du nouveau contrat (50 ans), de même que les droits et obligations des parties.

Lors de la présentation de l'entente de principe, Hydro-Québec a fourni différentes indications quant à la façon dont elle prévoit traiter les coûts additionnels liés à la signature d'un nouveau contrat prenant effet en 2025. Hydro-Québec soutient notamment qu'advenant une entente finale, le prix plus élevé payé à compter de 2025 pour l'électricité provenant de Churchill Falls occasionnerait des coûts additionnels de 3,3 G\$ entre 2025 et 2035, nécessitant des hausses tarifaires additionnelles de 0,4 % par an pour tous ses secteurs de clientèle (les clientèles contributrices), à l'exclusion des clients résidentiels et des détenteurs de contrats spéciaux.

Talonnée par la suite par certains médias pour préciser pendant combien d'années une hausse additionnelle de 0,4 % devrait s'appliquer pour récupérer le surcoût de 3,3 G\$ découlant de la concrétisation de l'entente de principe, Hydro-Québec s'est abstenue de fournir ses calculs. Le soussigné a donc été sollicité pour tenter de démêler cette question.

Afin de simuler les revenus additionnels qui seraient générés par une hausse tarifaire de 0,4 % et afin d'évaluer le nombre de hausses consécutives et le nombre d'années de récurrence des revenus additionnels qui seraient requis pour récupérer un coût additionnel de 3,3 G\$, nous avons dû poser la question préliminaire suivante : quel est le dénominateur (revenu annuel provenant des clientèles contributrices) utilisé par Hydro-Québec dans son calcul ?

Pour ce faire, nous avons donc dû simuler la croissance des revenus attendue par Hydro-Québec pour ses différents secteurs de clientèle au cours des prochaines années. Cet exercice nous a mené à la conclusion suivante : pour récupérer le coût additionnel de 3,3 G\$ résultant du devancement du contrat de Churchill Falls, Hydro-Québec devrait imposer aux clientèles contributrices une augmentation tarifaire additionnelle de 0,4 % pendant 8 années consécutives à compter de 2026, de manière à générer un revenu additionnel de 323 M\$ à la 8^e année, et ce revenu additionnel de 323 M\$/an devrait être récurrent pour 7 autres années (soit les années 9 à 15).

Néanmoins, cette question de la récupération des coûts additionnels de 3,3 G\$ liés au devancement du renouvellement du contrat de Churchill Falls demeure un enjeu secondaire en proportion des quelque 180 G\$ d'investissements prévus par Hydro-Québec d'ici 10 ans.

Mais cet examen de la récupération tarifaire des coûts associés au renouvellement anticipé du contrat de Churchill Falls a ouvert la voie à des constats beaucoup plus larges quant aux conséquences financières et tarifaires liées au déploiement du Plan d'action 2035.

Le premier de ces constats est que la planification financière d'Hydro-Québec repose sur l'hypothèse que la croissance de ses ventes prévue à l'horizon 2035 se réalisera à 100 %. Et, considérant qu'Hydro-Québec n'a pas présenté publiquement de plan financier au soutien du déploiement de son Plan d'action 2035, il est d'autant plus important de prendre la pleine mesure du risque lié à cette hypothèse dont la réalisation est hautement improbable.

Le traitement des coûts liés au renouvellement du contrat de Churchill Falls a également révélé qu'Hydro-Québec tient pour acquis que l'ensemble de la production additionnelle d'électricité dont le développement est projeté sera nécessairement destiné à combler la croissance des besoins des clients québécois et que, conséquemment, l'ensemble des coûts de production additionnels à venir devra être récupéré dans les tarifs de ses clients québécois. C'est précisément en vue de rendre cette récupération tarifaire des coûts obligatoire en vertu de la loi qu'un amendement à l'article 52.2 de la LRE a été déposé, très tardivement, le 23 mai 2025.

1.3 Cadre financier et tarifaire du Plan d'action 2035

En l'absence de publication d'un cadre financier au soutien du déploiement du Plan d'action 2035, il est essentiel – et d'intérêt public – d'en tracer les contours en estimant la croissance des revenus attendue par Hydro-Québec.

Les revenus (produits des ventes) sont le produit des taux unitaires (tarifs) par les volumes de vente. Nous avons ainsi utilisé systématiquement toutes les hypothèses d'Hydro-Québec elle-même pour établir les revenus que ses ventes sont susceptibles de générer au cours des prochaines années, à savoir, pour chaque secteur de clientèle :

- les volumes de vente prévus dans son Plan d'approvisionnement 2023-2035⁹;
- les revenus unitaires moyens réels des années 2023 et 2024¹⁰, majorés des

⁹ Hydro-Québec, État d'avancement 2024 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, 1^{er} novembre 2024, https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/Suivis/Suivi%20D-2023-109/20241101_Etat-d'avancement_2024.pdf, Tableau 2.1, p. 10.

¹⁰ Hydro-Québec, Rapport annuel – Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2023 (pièce B-0015 déposée à la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-9001-2023), 24 septembre 2024, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-9001-2023/doc/R-9001-2023-B-0003-RapAnnuel-Pieces-2024_05_22.pdf ; Rapport annuel – Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2024 (pièce B-0003 déposée à la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-9001-2024), 26 mai 2025, <https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/r-9001-2024>.

augmentations tarifaires applicables à compter du 1^{er} avril 2025¹¹;

- pour les années 2026 et suivantes, nous avons appliqué les prétentions d'Hydro-Québec, à savoir des augmentations tarifaires annuelles de 3% pour la clientèle résidentielle et des augmentations de 4,5 % (« entre 4 et 5 % ») pour toutes les autres clientèles, excluant les détenteurs de contrats spéciaux.

1.4 Prévision des ventes (volumes)

Le tableau suivant présente la croissance des ventes prévue par Hydro-Québec d'ici 2035 pour chacun de ses secteurs de clientèle.

TABLEAU 1-A PRÉVISION DES VENTES (VOLUMES EN GWh)

	TOUTES CATÉGORIES				INDUSTRIEL		TOTAUX
	Résidentiel	Commercial Institutionnel	Industriel	Autres	Tarif L	Contrats spéciaux.	
2023	68 221	47 571	55 087	6 450	26 685	28 402	177 329
2024	68 275	48 174	54 387	6 401	26 195	28 192	177 237
2025	71 600	49 100	55 700	6 600	27 300	28 400	182 900
2026	72 400	49 900	57 200	6 600	28 800	28 400	186 000
2027	73 400	50 700	58 500	6 600	30 100	28 400	189 300
2028	74 900	51 800	60 500	6 600	32 100	28 400	193 900
2029	75 800	52 900	64 300	6 600	35 900	28 400	199 600
2030	77 200	54 000	66 500	6 600	38 100	28 400	204 300
2031	78 500	55 300	68 700	6 600	40 300	28 400	209 100
2032	80 100	56 400	70 600	6 700	42 200	28 400	213 800
2033	81 100	57 400	74 200	6 700	45 800	28 400	219 300
2034	82 300	58 300	78 500	6 700	50 100	28 400	225 900
2035	83 400	59 400	83 200	6 700	54 800	28 400	232 700

TABLEAU 1-B CROISSANCE DES VENTES ENTRE 2023 ET 2035, EN GWh ET EN %

	Résidentiel	Commercial Institutionnel	Industriel	Autres		Totaux
CROISSANCE	15 179 GWh	11 829 GWh	28 113 GWh	250 GWh		55 371 GWh
	22,2 %	24,9 %	51,0 %	3,9 %		31,2 %

Figure 1

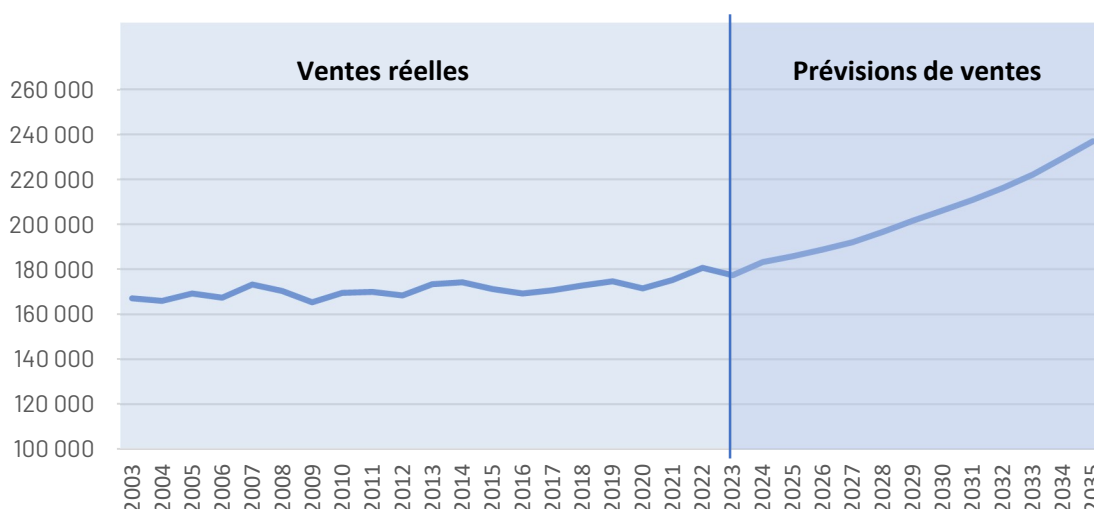
Concernant l'évolution des ventes du secteur industriel, illustrée dans le Tableau 1-A, ci-avant, notons qu'en l'absence d'indication quant à l'attribution future de nouveaux contrats spéciaux la totalité de la croissance des ventes prévue dans le secteur industriel a été attribuée aux clients réguliers au tarif « L ». Il s'agit notamment de l'hypothèse la plus

¹¹ Hydro-Québec et Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ), 2025 CanLII 18972 (QC RDE).

favorable à la progression des revenus provenant de ce secteur de clientèle puisque les hypothèses de majorations tarifaires mises de l'avant par HQ peuvent s'appliquer aux tarifs réguliers (dont le tarif « L »), mais pas aux contrats spéciaux.

Par ailleurs, il est important de mettre en perspective la croissance des ventes prévue par Hydro-Québec de 2024 à 2035, soit 55,5 TWh en 11 ans, en la comparant à la croissance de la consommation annuelle réelle des 20 dernières années : 11,3 TWh en 20 ans. Le scénario de croissance des revenus d'Hydro-Québec repose donc sur l'hypothèse que la croissance de ses ventes d'électricité sera 10 fois plus rapide au cours des 10 prochaines années que celle de ses ventes réelles au cours des 20 dernières années.

FIGURE 1 – VENTES D'ÉLECTRICITÉ (RÉELLES ET PRÉVUES) AU QUÉBEC EN GWh



1.5 Évolution des revenus unitaires

Les revenus unitaires (¢/kWh) provenant des ventes aux différents secteurs de clientèle ont été calculés à partir des revenus unitaires moyens réels des années 2023 et 2024, puis, pour l'année 2025, majorés des augmentations tarifaires décidées par la Régie de l'énergie (D-2025-033) et décrétées par le gouvernement (décret 464-2025, dans le cas des clients résidentiels).

Pour les années 2026 et suivantes, les taux ont été majorés annuellement en fonction des augmentations tarifaires prévues par Hydro-Québec, soit 3 % par an pour le secteur résidentiel et 4,5 % par an (« entre 4 et 5 % ») pour les autres secteurs de clientèle.

Dans le cas des contrats spéciaux, dont le prix est largement corrélé aux variations des cours de l'aluminium, le revenu unitaire de 2025 a été établi en fonction de la moyenne des 4 dernières années et, pour les années 2026 et suivantes, majoré de 2 % par an.

TABLEAU 2 – REVENUS UNITAIRES (EN ¢/kWh)

	TOUTES CATÉGORIES				INDUSTRIEL		REVENUS MOYENS – TOUTES CATÉGORIES
	Résidentiel	Commercial Institutionnel	Industriel	Autres	Tarif L	Contrats spéciaux	
2023	8,59	9,26	4,91	6,28	5,30	4,54	7,62
2024	8,84	9,75	5,40	6,37	5,50	5,31	7,94
2025	9,11	10,10		6,60	5,59	4,88	8,11
2026	9,38	10,56		6,90	5,85	4,98	8,39
2027	9,66	11,03		7,21	6,11	5,07	8,68
2028	9,95	11,53		7,53	6,38	5,18	9,00
2029	10,25	12,05		7,87	6,67	5,28	9,30
2030	10,56	12,59		8,22	6,97	5,39	9,63
2031	10,87	13,15		8,59	7,29	5,49	9,98
2032	11,20	13,75		8,98	7,61	5,60	10,35
2033	11,53	14,36		9,38	7,96	5,71	10,71
2034	11,88	15,01		9,81	8,31	5,83	11,07
2035	12,24	15,69		10,25	8,69	5,95	11,38

1.6 Évolution des revenus totaux

L'évolution des revenus unitaires par secteur de consommation ayant été établie sur la base des majorations tarifaires annoncées par Hydro-Québec, nous pouvons maintenant les multiplier par les volumes de ventes, également prévus par Hydro-Québec, pour établir les revenus totaux qui seront générés par les tarifs au cours des prochaines années. Il s'agit des revenus maximaux sur lesquels Hydro-Québec pourra compter advenant la pleine réalisation de la totalité de ses propres hypothèses.

TABLEAU 3 – REVENUS TOTAUX, EN MILLIONS DE DOLLARS (M\$)

ANNÉE	TOUTES CATÉGORIES				INDUSTRIEL SEULEMENT		REVENUS TOTAUX
	Résidentiel	Commercial Institutionnel	Industriel	Autres	Tarif L	Contrats spéciaux	
2023	5 862	4 406	2 704	405	1 415	1 289	13 377
2024	6 035	4 697	2 939	408	1 441	1 498	14 079
2025	6 523	4 959	2 912	436	1 526	1 386	14 830
2026	6 791	5 269	3 099	455	1 685	1 414	15 614
2027	7 090	5 592	3 279	476	1 839	1 440	16 437
2028	7 453	5 973	3 519	497	2 048	1 471	17 442
2029	7 770	6 374	3 895	519	2 395	1 500	18 558
2030	8 152	6 799	4 187	543	2 656	1 531	19 681
2031	8 533	7 272	4 497	567	2 938	1 559	20 869
2032	8 971	7 755	4 801	602	3 211	1 590	22 129
2033	9 351	8 243	5 268	628	3 646	1 622	23 490
2034	9 777	8 751	5 819	657	4 163	1 656	25 004
2035	10 021	9 320	6 452	687	4 762	1 690	26 480

Le deuxième constat qui s'impose au terme de cet exercice est que, même en simulant la croissance maximale des revenus qu'il est possible d'anticiper (basée sur la réalisation à 100 % de toutes les hypothèses d'Hydro-Québec), les revenus atteindraient 26 480 M\$ en 2035, ce qui est nettement inférieur à la croissance des coûts la plus conservatrice ayant été estimée, le revenu requis atteignant plutôt 32 621 M\$ à cette échéance¹².

Ce deuxième constat doit cependant être considéré avec réserve puisque les prévisions des coûts associés au déploiement du Plan d'action 2035 reposent sur des estimations, particulièrement en ce qui concerne le rythme des investissements à venir en équipements de transport et de distribution, qui représentent 120 des 180 G\$ d'investissements à l'horizon 2035 et qui seront amortis sur un horizon comptable de 50 à 60 ans, contrairement aux coûts des approvisionnements additionnels qui sont entièrement intégrés dans les tarifs, d'une année à l'autre, dès qu'il faut en prendre livraison.

Nous avons néanmoins une indication que **la croissance des revenus d'Hydro-Québec** – basée sur les hypothèses mises de l'avant, soit une majoration annuelle de 3 % des tarifs résidentiels, de 2 % du tarif des contrats spéciaux et de 4,5 % des tarifs des autres secteurs de clientèle – **serait insuffisante, par une marge de plus de 20 %, pour couvrir la croissance des coûts liée au déploiement du Plan d'action 2035.**

¹² La croissance des coûts mentionnée repose sur l'hypothèse la plus conservatrice parmi toutes celles rendues publiques, soit 5,2 % par an ; Blain et Schepper, préc. note 5.

1.7 Le risque de déraillement tarifaire

Le troisième constat qui ressort au terme de cette réflexion est le plus important : le moindre défaut de concrétisation de la croissance des ventes prévue par Hydro-Québec se traduira par des augmentations tarifaires plus élevées, voire beaucoup plus élevées que ce qui est annoncé, les coûts additionnels (numérateur) devant être récupérés sur une moins grande quantité de kWh vendus (dénominateur). **Il s'agit du principal risque de déraillement financier et tarifaire du Plan d'action 2035.**

Ainsi, si la croissance des volumes de vente prévue ne se concrétise qu'à 75 %, ou encore à 50 %, on peut en calculer l'incidence sur l'augmentation des tarifs requise pour couvrir l'augmentation des coûts (taux unitaires = coûts totaux/volumes de vente).

TABLEAU 4 – VARIATIONS TARIFAIRES EN FONCTION DE LA CROISSANCE DES VOLUMES

ANNÉE	SCÉNARIO DE BASE			VOLUMES RÉALISÉS À 75 %			VOLUMES RÉALISÉS À 50 %		
	GWh	M\$	¢/kWh	GWh	M\$	¢/kWh	GWh	M\$	¢/kWh
2025	182 900	14 830	8,11	180 984	14 830	8,19	179 723	14 830	8,25
2026	186 000	15 614	8,39	184 768	15 614	8,45	182 246	15 614	8,57
2027	189 300	16 437	8,68	188 552	16 437	8,72	184 769	16 437	8,90
2028	193 900	17 442	9,00	192 336	17 442	9,07	187 292	17 442	9,31
2029	199 600	18 558	9,30	196 120	18 558	9,46	189 815	18 558	9,78
2030	204 300	19 681	9,63	199 904	19 681	9,85	192 338	19 681	10,23
2031	209 100	20 869	9,98	203 688	20 869	10,24	194 861	20 869	10,71
2032	213 800	22 129	10,35	207 472	22 129	10,67	197 384	22 129	11,21
2033	219 300	23 490	10,71	211 256	23 490	11,12	199 907	23 490	11,75
2034	225 900	25 004	11,07	215 040	25 004	11,63	202 430	25 004	12,35
2035	232 700	26 480	11,38	218 824	26 480	12,10	204 953	26 480	12,92

Il ressort de ce qui précède que, par rapport au revenu unitaire moyen de 7,94 ¢/kWh provenant de l'ensemble des tarifs en 2024 :

- le scénario de base sur lequel s'appuie Hydro-Québec se traduirait par des augmentations tarifaires cumulatives de 21,3 % d'ici 2030 et de 43,3 % d'ici 2035;
- si la croissance réelle des volumes de vente n'était que de 75 % des prévisions d'HQ, les augmentations tarifaires seraient plutôt, cumulativement, de 24,1 % d'ici 2030 et de 51,4 % d'ici 2035;
- si la croissance réelle des volumes de vente n'était que de 50 % des prévisions d'HQ, les augmentations tarifaires seraient plutôt, cumulativement, de 28,8 % d'ici 2030 et de 62,7 % d'ici 2035. **Notons qu'il s'agirait tout de même d'un rythme de croissance des volumes de ventes 5 fois plus rapide que celui des 20 dernières années.**

Conclusion – partie I

En pratique, le travail de simulation de la croissance des coûts et des revenus d'Hydro-Québec déjà effectué permet désormais de répondre à certaines questions déterminantes et d'illustrer avec un fort degré de certitude les conséquences financières et tarifaires résultant du déploiement du Plan d'action 2035.

Sera-t-il possible de générer suffisamment de revenus additionnels avec les hausses tarifaires déjà annoncées pour récupérer les coûts additionnels associés au Plan d'action 2035 ? Probablement pas, à moins qu'une proportion significative des investissements de 180 G\$ annoncés ne se concrétise qu'après 2035.

Quelles seront, en moyenne, les augmentations tarifaires requises des différents secteurs de clientèle pour couvrir les coûts du Plan d'action 2035 ? Vraisemblablement, les augmentations tarifaires cumulatives seront plus proches des résultats produits par le scénario basé sur une augmentation des volumes de vente équivalant à 50 % des prévisions de HQ, soit environ 29 % d'ici 2030 et 63 % d'ici 2035.

L'enjeu du partage des risques, qui sont actuellement entièrement à la charge de la clientèle, ne pourra pas être occulté indéfiniment. Hydro-Québec et le gouvernement devront notamment expliquer quel sera le plan B dans l'éventualité où une part significative des investissements serait déjà engagée, mais que la croissance des ventes prévue ne se matérialise que partiellement.

Le modèle de fixation des tarifs largement « repolitisé » et arbitraire qui serait imposé par le projet de loi n° 69 est radicalement dérogatoire par rapport aux règles usuelles d'encadrement réglementaire des entreprises de services publics exerçant leurs activités sur un territoire monopolistique.

L'équité et la protection des consommateurs, tous secteurs de clientèles confondus, seront sérieusement compromises par ce projet de loi.

PARTIE II – APRÈS LE BÂILLON, LA « DEMANDE TARIFAIRE »

2.1 Contexte

Le projet de loi n° 69 (PL-69) a été adopté sous bâillon, aux petites heures du matin le 7 juin 2025. Désormais sanctionné et connu à titre de Loi 24, il fixe de façon provisoire une cible d'approvisionnement pour Hydro-Québec de 255 TWh en 2035.

Cette cible pourra être révisée et modifiée ultérieurement, notamment lors du dépôt du premier Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE) que le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MÉIE) devra déposer d'ici avril 2026 pour approbation par le pouvoir exécutif.

Notons que cette cible d'approvisionnement de 255 TWh en 2035 correspond très exactement à l'ajout de 60 TWh (prévu au Plan d'action 2035) aux 195 TWh d'approvisionnement actuellement disponibles (somme du volume d'électricité patrimoniale et des achats post-patrimoniaux).

L'année 2025 a par ailleurs donné lieu à de multiples annonces de développement de projets de parcs éoliens au Québec, totalisant 10 000 MW¹³. Un appel d'offres en vue de la construction de parcs éoliens dans le sud du Québec est également annoncé pour le printemps 2026.¹⁴

¹³ Janie Pelletier, « Un projet éolien de 1000 MW entre le Saguenay et la Côte-Nord », Le Quotidien, 29 janvier 2025, <https://www.lequotidien.com/affaires/2025/01/29/un-projet-eolien-de-1000-mw-entre-le-saguenay-et-la-cote-nord-VNBWMP5RCJGHDIOHCPZYI2ENYM/> ; Isabelle Porter, « Un immense territoire éolien prend forme en Gaspésie et au Bas-Saint-Laurent », Le Devoir, 27 août 2025, <https://www.ledevoir.com/economie/912507/quebec-annonce-partenariat-developpement-eolien-est-quebec>; Zone Économie - ICI.Radio-Canada.ca, « Hydro-Québec met sur pause une grande partie de son projet de mégaparc éolien de 3000 MW », Radio-Canada (Radio-Canada.ca, 11 juin 2025), <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2171235/electricite-metapelutin-ashuapmushuan-dore>.

¹⁴ Martin Jolicoeur, « Hydro-Québec prépare un nouvel appel d'offres de projets éoliens », Le Journal de Montréal, 11 décembre 2025, <https://www.journaldemontreal.com/2025/12/11/hydro-quebec-prepare-un-nouvel-appel-doffres-de-projets-eoliens>.

2.2 La demande tarifaire¹⁵

Dans la foulée de l'adoption du PL-69 et sous l'égide de la nouvelle Loi 24, Hydro-Québec a déposé, le 31 juillet 2025, une demande tarifaire couvrant la période de trois ans de 2026 à 2028¹⁶.

Hydro-Québec Distribution (HQD) requiert l'approbation de revenus requis de 15 764,5 M\$, en 2026, 16 546,8 M\$ en 2027 et 17 494,5 M\$ en 2028. Par rapport aux revenus requis de l'année 2024 (réels), soit 13 956,7 M\$, il s'agirait d'une augmentation de 25,3 % (3 537,8 M\$) en 4 ans, ou 5,65 % par an en moyenne.

Pour générer de tels revenus, des revenus additionnels de 554,9 M\$, en 2026, 587,3 M\$ en 2027 et 624,9 M\$ en 2028 seraient nécessaires, se traduisant par des augmentations tarifaires moyennes de 4 % par an, réparties à raison de 3%/an (plafonnement) pour les tarifs résidentiels et de 4,8 %/an pour les tarifs généraux (« G » et « M ») ainsi que pour le tarif « L » (industriel).

Les charges qui augmentent dans les plus grandes proportions sont :

- Les achats d'électricité, en hausse de 15,4 % (1 268 M\$) en 3 ans et de 25,2 % en 4 ans;
- Le service de transport, en hausse de 11,2 % (353 M\$) en 3 ans;
- Les coûts de distribution et des services à la clientèle, en hausse de 25 % (866,5 M\$) en 3 ans, dont 12,4 % (237,8 M\$) pour les charges d'exploitation et 50,5 % (379 M\$) pour les charges d'amortissement, gonflées par l'augmentation de l'amortissement de nouveaux actifs réglementaires (240 M\$);
- Le rendement sur la base de tarification, en hausse de 40 % (365 M\$) sur 3 ans et de 117 % (689 M\$) en 4 ans.

Union considère que cette demande vise l'approbation des ressources financières nécessaires en 2026, 2027 et 2028 pour le déploiement du Plan d'action 2035 et non pas celle des revenus qui seraient strictement nécessaires à la desserte des clients du Distributeur incluant la croissance prévisible de leurs besoins. Hydro-Québec tente de faire approuver le cadre financier de son plan d'affaires afin de le financer intégralement par les tarifs de ses clients, quelle que soit la croissance future de leurs réels besoins d'approvisionnement.

Les revenus requis demandés pour les années 2026, 2027 et 2028 correspondent par ailleurs, et presque exactement, aux revenus que nous avons projetés avant même l'adoption de la Loi et le dépôt de la demande tarifaire (voir partie I, tableau 3). Cela confirme

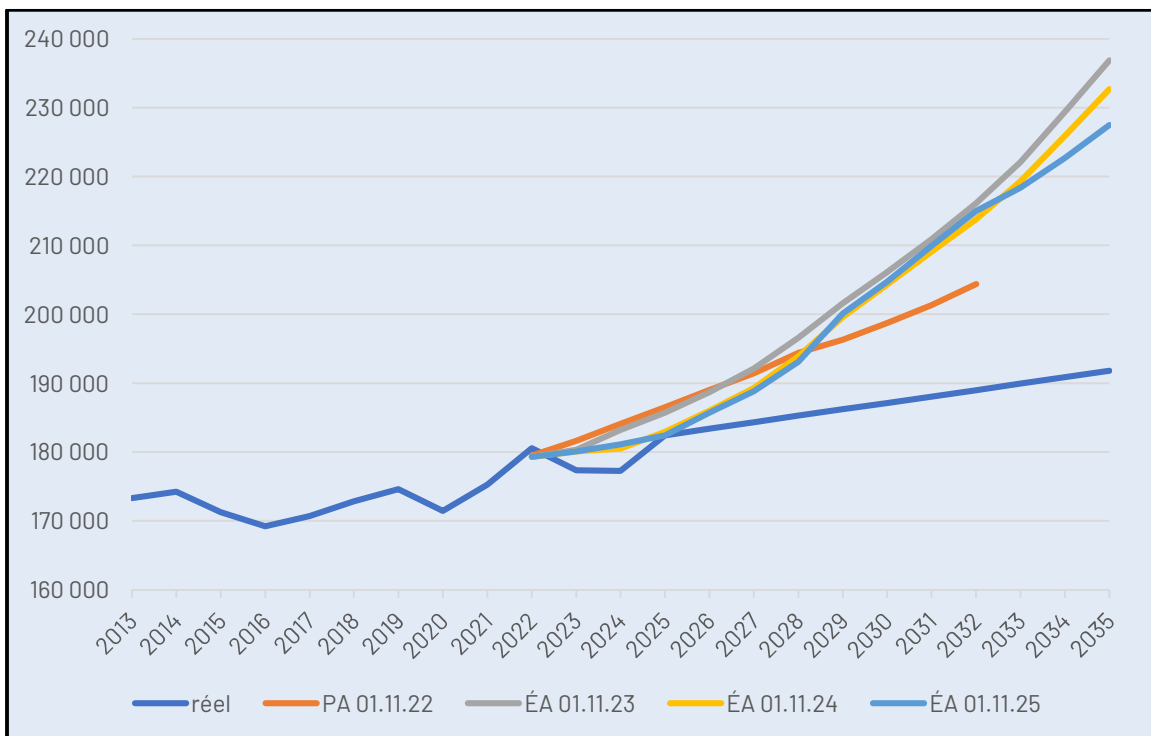
¹⁵ Les données, tableaux et graphiques de cette partie du document proviennent de la preuve écrite déposée par Union des consommateurs sous la cote C-UC-0020 dans le dossier R-4307-2025 de la Régie de l'énergie.

¹⁶ Cette demande tarifaire est composée de quatre dossiers tarifaires interreliés, soit les dossiers R-4304, R-4305, R-4306 et R-43407-32025.

notre hypothèse voulant que, dès 2023, Hydro-Québec avait planifié les besoins financiers associés au déploiement de son Plan d'action 2035 et tenait pour acquis que ces revenus seraient générés en totalité par les hausses tarifaires éventuellement demandées.

D'ailleurs, la prévision des ventes générant une telle croissance des revenus avait été mise en scène dès 2023, avant la présentation du Plan d'action 2035, lors du dépôt du 1^{er} état d'avancement (ÉA 2023) du plan d'approvisionnement (PA) 2023-2032, le 1^{er} novembre 2023. À cette occasion, les prévisions de vente du plan d'approvisionnement 2023-2032, déposées tout juste un an auparavant (sous la direction de Sophie Brochu) avaient été répudiées, tel que le démontre la figure suivante.

**FIGURE 2 – COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE VENTES
D'HYDRO-QUÉBEC – 2022 À 2025**



À noter que, dans la figure 2 ci-dessus, la prévision de ventes de l'ÉA 2023 (ligne grise) pour l'année 2035, soit 236,9 TWh, correspond très exactement, si on y ajoute les pertes de transport et de distribution (7,3 %), à l'objectif d'approvisionnement de 255 TWh, inscrit dans la Loi 24 deux ans plus tard.

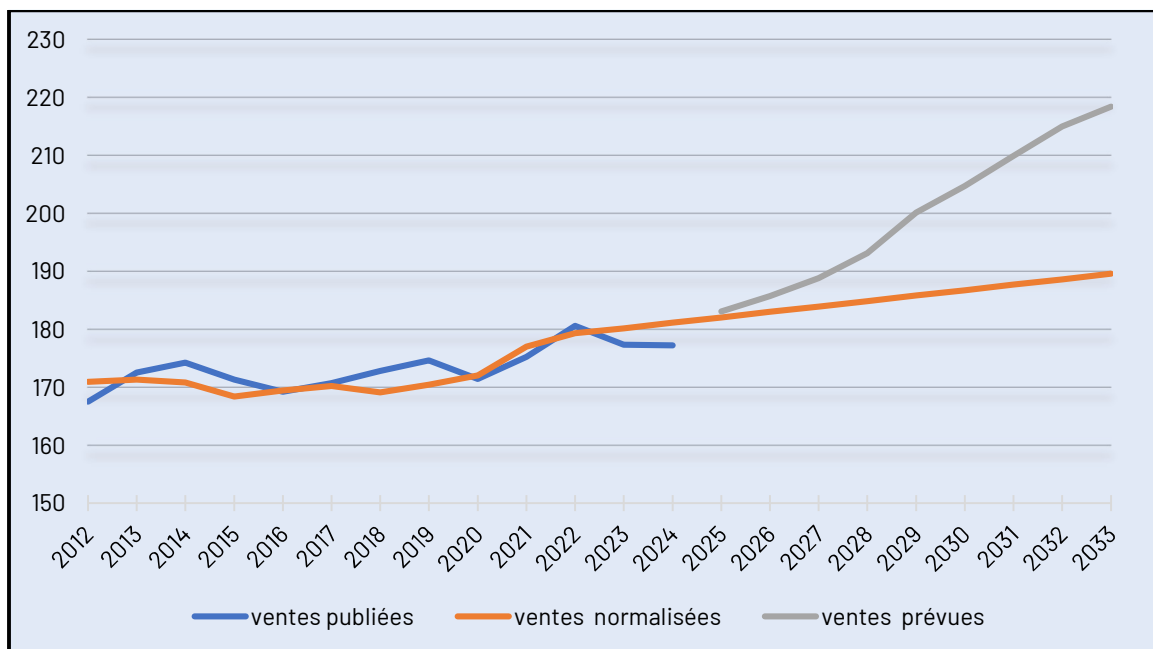
2.3 La mesure du risque financier

Afin d'estimer plus précisément la valeur du risque financier mis en scène par un scénario de croissance aussi hautement improbable, nous avons calculé le taux de croissance annuel des ventes normalisées des 12 dernières années et l'avons projeté dans le futur pour mesurer l'écart qui le sépare des prévisions des ventes d'Hydro-Québec (figure 3, ci-dessous).

Dans l'éventualité où la croissance des ventes se poursuivrait au rythme annuel moyen de la dernière décennie, cette croissance serait de 0,51 %/an, ou 944 GWh/an, pour les années 2025 et suivantes. Cette simulation mène à la conclusion que la prévision des ventes d'HQD excéderait le niveau de la croissance historique de 8,3 TWh en 2028 (193,1 TWh prévus vs 184,8 TWh), de 18 TWh dès 2030 et de près de 29 TWh en 2033.

Avec un coût unitaire des nouveaux approvisionnements de 10 ¢/kWh, ou 100 M\$/TWh, la part des futurs approvisionnements susceptible d'être engagée inutilement se traduirait par un surcoût tarifaire de 830 M\$ en 2028, de 1 800 M\$ en 2030 et de 2 900 M\$ en 2033.

FIGURE 3 – VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC EN TWh



Il convient ici de mentionner que la croissance historique des ventes a été portée exclusivement par le secteur résidentiel et les tarifs généraux pendant ces années puisque les ventes au secteur industriel (tarif « L » et contrats spéciaux) ont légèrement diminué au cours des 12 dernières années, comme nous le verrons dans l'une des sections suivantes.

L'analyse de l'évolution des ventes régulières d'HQD, toutes réunies, doit tenir compte de ce portrait contrasté et des limites d'interprétation qu'il impose. Le rythme de croissance annuel moyen de 0,51 % reflète la réalité d'une période pendant laquelle les ventes aux

secteurs résidentiel et commercial-institutionnel ont augmenté significativement, bien qu'irrégulièrement, alors que les ventes au secteur industriel ont légèrement régressé.

La conclusion principale d'Union des consommateurs est que la croissance des ventes prévue par Hydro-Québec ne se réalisera que très partiellement. En conséquence, si la Régie devait approuver les revenus requis demandés par Hydro-Québec et que les investissements envisagés étaient engagés, la croissance réelle des ventes serait insuffisante pour générer les revenus attendus et des hausses tarifaires additionnelles seraient requises pour combler ce manque à gagner.

2.4 Les écueils réglementaires

La Régie de l'énergie est appelée à disposer, dans des délais contraignants prescrits par la Loi, d'une « demande tarifaire » qui porte lourdement à conséquence et qui comporte plusieurs angles morts. Nous jugeons nécessaire d'identifier ces enjeux qui ne sont pas abordés dans la demande d'Hydro-Québec et qui nous ont amenés à conclure que la Régie doit, malgré ces circonstances, déterminer des tarifs justes, serait-ce à titre provisoire, pour les années 2026 et suivantes.

- ❖ Les revenus requis pour lesquels une approbation est actuellement demandée par HQD incluent **les investissements en transport des années 2027 et 2028**, pour lesquels des autorisations seront requises ultérieurement selon les modalités qui s'y appliquent.

La Régie ne peut pas approuver *a priori* des revenus requis qui incluent des investissements dont elle n'a pas encore été saisie et qu'elle n'a pas encore autorisés.

- ❖ La Régie a tout récemment rendu la décision D-2025-114 (R-4293-2025), révoquant la conclusion de la décision D-2025-022 (R-4270-2024) concernant **le traitement des dépenses en maîtrise de la végétation**.

Cette décision implique de rétablir le traitement des dépenses en maîtrise de la végétation à titre de charges d'exploitation et de corriger et/ou rectifier toutes les pièces des dossiers postérieurs à la décision originale (D-2025-022) qui traitaient plutôt ces dépenses à titre de charges capitalisées et amorties à même un actif réglementaire.

Ces corrections auront des répercussions multiples, tant sur l'établissement des tarifs finaux de l'année 2025-2026 (actuellement établis à titre provisoire) que sur plusieurs des pièces des dossiers actuellement en examen.

- ❖ HQD s'est engagée à déposer « au cours du premier semestre 2026 » sa proposition relative au Mécanisme de traitement des surplus et des manques à gagner (MTSM) de même que les modalités de comptabilisation, de rémunération et de disposition des comptes d'écart et de report (CÉR) redevenus opérants à la suite de l'adoption de la Loi 24.

Cette proposition ainsi que les modalités applicables aux CÉR sont déterminantes du point de vue des clients en ce qui concerne le partage des risques tarifaires liés aux écarts susceptibles d'être comptabilisés, puis récupérés ou remis aux clients.

La Régie ne peut rendre une décision tarifaire qui aura force d'application sur une période de 3 ans, et comportant des incidences financières sans précédent, sans connaître les modalités qui assureront un juste partage des risques entre l'entité réglementée et ses clients.

- ❖ La ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MÉIE) doit, en vertu de la Loi 24, déposer un premier plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE) d'ici avril 2026. Ce plan, qui sera soumis à l'approbation du gouvernement, précisera les cibles à plus ou moins long terme en matière de planification des approvisionnements énergétiques.

La Régie aurait tout avantage à connaître les orientations privilégiées par le PGIRE, le niveau des cibles de réduction nette de consommation des énergies fossiles qu'il mettra de l'avant, les mesures assurant leur poursuite et leur réalisation, les cibles d'efficacité énergétique qui seront retenues, etc. afin de rendre une décision éclairée en toute connaissance de cause.

La Régie ne devrait pas rendre de décision sans même savoir si les approvisionnements en électricité envisagés serviront à remplacer des volumes d'énergie fossile abandonnés, combien, et à quelles échéances.

- ❖ La volonté du gouvernement actuel de susciter de nouveaux investissements industriels en offrant des blocs de puissance à sa discrétion – discrétion significativement élargie depuis l'adoption du PL-2 –, **comporte un risque de transfert massif de l'électricité patrimoniale vers ces nouveaux clients industriels au détriment des clients existants, dont ceux des autres secteurs de consommation, qui verraient leur part d'approvisionnement patrimonial diminuer inversement.**

Cet enjeu devrait impérativement être examiné, notamment pour adopter des mesures de protection des acquis des clientèles qui ont contribué au financement historique des actifs patrimoniaux.

Conclusion – Partie II

Hydro-Québec tente d'utiliser la Régie de l'énergie pour faire approuver, à titre de demande tarifaire le cadre financier du déploiement de son Plan d'action 2035 pour les années 2026, 2027 et 2028. Si la Régie de l'énergie devait approuver cette demande, Hydro-Québec serait autorisée à engager des investissements sans précédent au cours des prochaines années, dont les coûts seraient récupérés en totalité dans les tarifs de ses clients québécois.

La croissance des ventes prévue par Hydro-Québec ne se concrétisera que très partiellement de sorte que les revenus réels seront insuffisants pour couvrir les dépenses engagées. Il en résultera que des majorations additionnelles des tarifs seront nécessaires pour éponger ce manque à gagner.

En l'absence d'un plan contraignant de sortie des énergies fossiles comportant des objectifs quantifiés à des échéances déterminées, le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec se résume à un plan d'affaires dont les risques financiers seront totalement à la charge de la collectivité. Aucune modalité de partage de ces risques n'est proposée.

PARTIE III – AUCUN PLAN DE SORTIE DES ÉNERGIES FOSSILES

La 30^e conférence des Nations Unies sur les changements climatiques (COP 30), tenue à Belém (Brésil), s'est conclue sans plan de sortie des énergies fossiles¹⁷.

Un engagement vers cet objectif demeure largement compromis par les intérêts divergents des pays producteurs, des pays en voie de développement – souvent les plus menacés – et ceux des pays industrialisés qui y voient surtout une occasion de développement économique par un investissement massif dans les énergies renouvelables, mais sans se doter pour autant d'un plan contraignant de réduction des énergies fossiles. Le Canada et le Québec font partie de ce dernier groupe.

Cette troisième et dernière partie du rapport propose une réflexion élargie sur les conséquences de l'approche privilégiée actuellement par la majorité des pays, qui consiste à miser sur une relance économique portée par le développement des énergies renouvelables, mais sans se doter d'un plan contraignant de sortie des énergies fossiles.

3.1 Les perspectives 2050 de l'AIÉ

Les perspectives de transformation du secteur énergétique ont été examinées par l'Agence internationale de l'énergie (AIÉ) dans ses publications générales les plus récentes, en l'occurrence, le World Energy Outlook 2024, publié en décembre 2024. Notons que les perspectives à moyen et à long terme ne se sont pas améliorées au cours de l'année 2025, notamment en raison des tensions géopolitiques qui prévalent et des orientations du gouvernement américain actuel.

Nous attirons d'abord l'attention des lecteurs sur la définition des **scénarios utilisés par l'AIÉ**. Nous ferons par la suite exclusivement référence au scénario le plus réaliste : le Stated Policies Scenario (STEPS).

*The **Stated Policies Scenario (STEPS)** provides a sense of the energy sector's direction of travel today, based on the latest market data, technology costs and in-depth analysis of the prevailing policy settings in countries around the world. The STEPS also provides the backdrop for the upside and downside sensitivity cases.*

*The **Announced Pledges Scenario (APS)** examines what would happen if all national energy and climate targets made by governments, including net zero goals, are met in full and on time.*

¹⁷ Agence France-Presse, « COP30 : un accord climatique sans plan de sortie des énergies fossiles », Radio-Canada.ca, 22 novembre 2025, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2209189/cop30-accord-climatique-energies-fossiles>.

*The **Net Zero Emissions** by 2050 (NZE) **Scenario** maps out an increasingly narrow path to reach net zero emissions by mid-century in a way that limits global warming to 1.5 °C.¹⁸*

3.1.1 APPROVISIONNEMENTS

Les principaux constats et prévisions de l'AIÉ concernant l'évolution récente (2013-2023) et à venir (2023-2050) de la répartition des sources d'énergie (renouvelables versus fossiles) dans les approvisionnements énergétiques (supply) et dans la consommation finale d'énergie¹⁹ sont :

La demande totale d'énergie (supply) a augmenté de 15 % au cours de la décennie 2013-2023. La part des énergies fossiles a diminué de 82 à 80 %. Notons que cela signifie une augmentation nette d'environ 12,2 % des approvisionnements en énergie fossile au cours de la dernière décennie (80 % de 115 = 92 et $92 / 82 = 1,122$) :

1.1.1 Energy demand

The last decade has seen the share of fossil fuels in the global energy mix gradually come down from 82% in 2013 to 80% in 2023. Demand for energy has increased by 15% over this period and 40% of this growth has been met by clean energy, i.e. renewables in the power and end-use sectors, nuclear, and low-emissions fuels, including carbon capture, utilisation and storage (CCUS).

Ce premier constat général de l'AIÉ cache une évolution radicalement différente de la demande d'énergie et du bouquet énergétique au cours de la dernière décennie selon qu'il s'agit des économies « avancées » ou, plutôt, des économies émergentes ou en voie de développement :

In advanced economies, overall energy demand declined on average by 0.5% per year over the past decade. Oil demand peaked in this grouping in 2005, coal has been in structural decline since 2008 while natural gas, in aggregate, has ceased to grow. Nuclear has fallen around one-half percentage point per year, while renewables have increased by 3% per year since 2013.

*In emerging market and developing economies – a **grouping that includes almost 85% of the world's population** – energy demand increased at around 2.6% per year over the last decade. The underlying drivers are a rise in the population of more than 720 million people, a 50% rise in the size of the economy and a 40% increase in industrial output. Floorspace in buildings has increased by 40 000 square kilometres, enough to cover the entirety of the Netherlands. With this rapid rate of development, clean energy has to work harder to displace oil, gas and coal in emerging market and developing economies than in advanced economies.²⁰*

Du côté des scénarios prévisionnels (STEPS), l'AIÉ prévoit :

¹⁸ Agence internationale de l'énergie, « World Energy Outlook 2024 – Analysis », 16 octobre 2024, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>, pp. 15-16.

¹⁹ *Ibid.*, pp. 24-25.

²⁰ *Ibid.*, p. 24.

- une augmentation de 12,5 % des approvisionnements énergétiques totaux entre 2023 (642 exajoules – ou EJ) et 2050 (722 EJ);
- une diminution graduelle de la part des énergies fossiles dans les approvisionnements totaux entre 2023 (80 %) et 2050 (58 %), bien qu'en valeur absolue, les approvisionnements en énergie fossile ne diminuent que de 17,6 % (422 EJ en 2050 vs 512 EJ en 2023);
- cette diminution de 17,6 % des énergies fossiles est répartie comme suit :
 - le charbon serait en baisse de 46,3 % en 2050 (94 EJ) par rapport à 2023 (175 EJ);
 - les produits pétroliers seraient en baisse de seulement 8,3 % en 2050 (176 EJ) par rapport à 2023 (192 EJ);
 - le gaz naturel serait en hausse de 4,8 % en 2050 (152 EJ) par rapport à 2023 (145 EJ).

*Although the STEPS sees a threefold increase in renewables that brings fossil fuel use down from 80% of **total energy demand** in 2023 to 58% in 2050, this falls far short of the step change that occurs in the Announced Pledges Scenario (APS) and the Net Zero Emissions by 2050 (NZE) Scenario, especially the latter.²¹*

3.1.2 CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE POUR USAGES FINAUX

Pour ce qui est de la consommation totale d'énergie (usages finaux), l'AIÉ constate, tous pays confondus, une croissance de 1,7 % en 2023, prévoit que cette croissance de la consommation conservera un rythme annuel moyen de 1,3 % d'ici 2030, comme observé dans la dernière décennie, et qu'elle sera de 0,5 % par an en moyenne au-delà de 2030 :

Total final energy consumption across end-use sectors increased by 1.7% to 445 EJ in 2023, split between the industry sector (more than 170 EJ), buildings (about 125 EJ), transport (around 120 EJ), and agriculture and other non-energy uses (around 25 EJ)[...]. Consumption continues to climb steadily for the rest of the decade in the STEPS, increasing at an average annual rate of 1.3% to 2030, in line with the rate seen over the last ten years: then the pace slows, with the annual growth rate between 2030 to 2050 falling to an average of only 0.5%.²²

L'AIÉ prévoit que la croissance de la consommation totale d'énergie pour les usages finaux sera de près de 20 % cumulativement (19,8 %) de 2023 à 2050, passant de 445 EJ à 533 EJ (scénario STEPS). De ce total, bien que la proportion d'énergie fossile diminue de 66 % en

²¹ Il s'agit de 80 %, soit 512 / 642 EJ, des approvisionnements (total supply) en 2023, et de 58 %, soit 422 / 722 EJ, en 2050 ; *Ibid*, p. 296 (voir Table A. 1a).

²² *Ibid*, p. 105

2023 à 55 % en 2050, la quantité d'énergie fossile consommée demeure constante d'ici 2050, à environ 293 EJ par an :

The share of fossil fuels in final consumption in the STEPS declines from nearly 66% today to 64% in 2030, and then falls further to 55% in 2050 (Figure 3.7).²³

TABLEAU 5 – CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE POUR USAGES FINAUX
(2023 VS 2050, SCÉNARIO STEPS DE L'AIÉ)

Catégorie	2023	2050	Variation (%)
Énergies renouvelables	152 EJ (34 % de la CT)	242 EJ (45 % de la CT)	+59 %
Énergies fossiles	293 EJ (66 % de la CT)	291 EJ (55 % de la CT)	-0,7 %
• Pétrole	172 EJ	167 EJ	-2,9 %
• Gaz naturel	70 EJ	82 EJ	+17,1 %
• Charbon	52 EJ	42 EJ	-19,2 %
Consommation totale (CT)	445 EJ	533 EJ	+19,8 %

3.2 L'interfinancement des énergies fossiles

Comment est-il possible que, malgré une croissance de près de 60 % de la quantité d'énergie renouvelable consommée d'ici 2050, la quantité d'énergie fossile consommée reste constante sur la même période ?

D'abord, parce que la consommation totale pour usages finaux augmente de près de 20 % cumulativement de 2023 à 2050, mais principalement, parce que la capacité de transformation du secteur énergétique est très inégalement répartie entre les pays aux économies « avancées » et ceux aux économies « émergentes » ou en voie de développement. Cette capacité de transformation dépend de facteurs liés aux capacités financières, aux caractéristiques des secteurs industriels tout autant qu'à la réalité socio-économique.

L'AIÉ consacre d'ailleurs tout un chapitre de son édition 2024 du World Energy Outlook à la description sur une base régionale de ces réalités et enjeux très différenciés géographiquement :

Behind global aggregates lie distinctive regional trends. The regions and countries considered here – which account for 90% of global GDP, population and energy demand – have diverse starting points, priorities and ambitions. They also have varying trajectories

²³ Ibid, p. 107

for energy and emissions which are informed by their different socio-economic circumstances, policies, regulations and more. [...]

For example, car ownership is twice as high in the European Union as it is in Eurasia, but the latter has twice the per capita CO₂ emissions of the former. Countries are at different stages of economic and energy development and have different resource endowments. This shapes their policy priorities and the way they approach clean energy transitions.²⁴

Et le rapport avec l'interfinancement ?

En régulation économique, on parle d'interfinancement lorsqu'une partie des coûts occasionnés par un usage n'est pas récupérée dans le prix facturé (pour cet usage, à l'utilisateur). Le principe de causalité des coûts – un principe cardinal en régulation économique – consiste à allouer à chaque usage, autant que possible, la totalité des coûts qu'il occasionne.

Dans le contexte de la transition énergétique, l'application du principe de causalité des coûts devrait nous amener à réinternaliser systématiquement dans le prix des énergies fossiles la valeur des dommages (environnementaux, sociaux, économiques) que leur usage occasionne. L'augmentation des prix des produits pétroliers et gaziers contribuerait à en réduire la compétitivité face aux sources d'énergie renouvelables et à accentuer l'incitation à convertir les usages (coûts évités plus élevés). Les revenus additionnels pourraient notamment être alloués à financer en partie la transition énergétique.

Toutefois, comme dans le cas des pays, aux prises avec des réalités très différentes, la capacité financière des ménages et des entreprises à décarboner leurs usages, tout autant que leur possibilité d'en bénéficier économiquement, est très inégalement répartie. À l'intérieur de chaque pays, on observe aussi de telles disparités entre les régions, généralement reliées à leur caractère rurale ou urbaine.

3.2.1 L'APPROCHE RADICALE

Une augmentation significative des prix des produits pétroliers et gaziers, guidée par une allocation des coûts rigoureusement conforme au principe de causalité, aurait des répercussions économiques très importantes, en particulier sur les ménages et les entreprises qui n'ont pas accès à des options de rechange décarbonées pour leurs usages énergétiques et/ou qui n'ont pas la capacité financière de remplacer les équipements,

²⁴ Ibid, p. 245.

procédés, etc. S'il s'agit de l'approche qui, théoriquement, serait la plus économiquement cohérente, elle soulève en pratique d'importants risques de clivages sociaux et d'aggravation des écarts de richesse.

3.2.2 L'APPROCHE ÉQUILIBRÉE

D'autre part, dans la mesure où l'élimination progressive des énergies fossiles requerra leur remplacement par des énergies renouvelables, leur disponibilité en quantité additionnelle importante et des investissements colossaux pour y parvenir, les prix de l'électricité sont destinés à augmenter dans des proportions sans précédent.

Au plan du financement, le défi de la transition énergétique consistera donc à s'assurer à la fois :

- de contenir l'augmentation des prix des énergies renouvelables (pour maintenir leur compétitivité et leur pouvoir d'attraction);
- de réinternaliser dans le prix des énergies fossiles, autant que socialement possible, la valeur des dommages causés par leur utilisation;
- d'offrir des options de conversion vers les énergies renouvelables qui soient accessibles à tous, ce qui implique de déterminer dans quels cas et dans quelle mesure une partie de ces coûts de conversion serait socialisée.

3.2.3 L'APPROCHE À HAUTS RISQUES

Elle consiste à lancer un grand projet d'investissement dans les énergies renouvelables sans adopter et déployer en contrepartie un plan de réduction des quantités d'énergie fossile consommées qui soit garant de résultats au moins équivalents, en termes économique et énergétique, aux volumes et aux coûts de l'énergie renouvelable additionnelle dont nous aurons besoin.

C'est le pire des scénarios : un scénario catastrophe sur tous les plans, puisqu'il se traduirait par une augmentation importante des coûts des énergies renouvelables sans diminution en contrepartie des sommes dépensées dans les énergies fossiles et sans véritable décarbonation de l'économie ni aucune résolution, pourtant urgente, des enjeux climatiques.

Dans ce pire des scénarios, l'augmentation des prix de l'électricité ne contribuerait pas à la transition énergétique, mais interfinancerait plutôt les profits d'investisseurs industriels et la poursuite de la consommation d'énergies fossiles « as usual ».

Et ce, en totale contradiction avec le principe de causalité des coûts.

3.3 L'interfinancement des investissements industriels

3.3.1 COÛT MARGINAL VERSUS COÛT MOYEN

Hydro-Québec a toujours facturé l'électricité vendue au Québec à un seul et même tarif à toute clientèle d'une même catégorie tarifaire, qu'il s'agisse des clients existants ou futurs. Ce tarif est basé sur le coût moyen de desserte.

Le coût des approvisionnements additionnels – coût marginal – nécessaires pour alimenter la nouvelle clientèle – plus élevé que le coût moyen des approvisionnements existants –, était donc socialisé, c'est-à-dire que son incidence sur le coût moyen était absorbée par l'ensemble de la clientèle. L'exemple théorique présenté dans le tableau suivant illustre l'impact d'un ajout de 5 TWh à un coût marginal de 12 ¢/kWh sur le coût unitaire moyen des approvisionnements électriques.

TABLEAU 6 – EXEMPLE THÉORIQUE D'IMPACT SUR LES COÛTS
D'UN AJOUT DE 5 TWH

Approvisionnements	Patrimonial	Post-patrimonial	Total
Année 2024			
Volumes (en TWh)	165	15	180
Coûts des approvisionnements (en M\$)	5 775	1 725	7 500
Coûts unitaires moyens (¢/kWh)	3,5	11,5	4,17
Ajout de volumes additionnels			
Volumes (en TWh)		5	
Coûts (en M\$)		600	
Coûts unitaires (¢/kWh)		12,0	
Année 2025			
Volumes (en TWh)	165	20	185
Coûts (en M\$)	5 940	2 325	8 265
Coûts unitaires moyens (¢/kWh)	3,6	11,63	4,47

Pourquoi devrions-nous reconsidérer cette façon de faire aujourd'hui ?

- ❖ Premièrement, parce que le coût marginal des nouveaux approvisionnements électriques, environ 12,66 ¢/kWh, est près de 3 fois plus élevé que le coût moyen de nos approvisionnements existants, qui se situe à 4,57 ¢/kWh.
- ❖ Deuxièmement, parce que des quantités d'électricité importantes seront requises pour remplacer les énergies fossiles et que cela nécessitera un accroissement sans précédent des volumes d'approvisionnement.
- ❖ Troisièmement, parce que l'électricité additionnelle qui pourrait être requise pour de nouveaux investissements industriels ne serait pas disponible pour la décarbonation de nos activités économiques existantes. Les industries qui investissent aujourd'hui dans de nouvelles filières « vertes » et qui mettront en marché des produits comportant une « valeur ajoutée » devraient récupérer le coût actuel de l'électricité dans le prix de vente de leurs produits.

Vendre notre électricité à ces nouvelles entreprises au coût moyen plutôt qu'au coût marginal de la nouvelle production d'électricité reviendrait à leur transférer les bénéfices de notre patrimoine hydroélectrique.

Parmi les questions fondamentales n'ayant toujours pas fait l'objet d'un examen et devant être débattues, il y a donc celle-ci : **dans quels cas, à quels clients (actuels ou nouveaux) et pour quels usages (contribuant ou non à la décarbonation) devrions-nous vendre dorénavant notre électricité au coût marginal plutôt qu'au coût moyen ?**

La question est d'autant plus importante qu'entre 2022 et 2024, l'ex-ministre Pierre Fitzgibbon s'est empressé d'attribuer au prix régulier du tarif L, des quantités de puissance totalisant près de 2 500 MW pour le raccordement de projets industriels qui, s'ils devaient tous se réaliser, consommeraient environ 19 TWh d'électricité additionnelle par an, ce qui représente une augmentation de 10,7 % de la consommation totale du Québec (177 TWh en 2024).

Si l'on considère les coûts additionnels des approvisionnements (qu'HQD devra acquérir) et les revenus additionnels que procureront ces nouvelles ventes au tarif « L », il en ressort que la vente à 5,43 ¢/kWh (2024) de telles quantités d'énergie dont le coût d'acquisition sera vraisemblablement le double (11 ¢/kWh 2024) se traduira par des manques à gagner de plus de 22 G\$, cumulativement sur une période de 20 ans.

L'application du principe de vente de l'électricité au coût moyen, dans ce cas, implique que l'ensemble des clients existants devront absorber ce manque à gagner dans leurs tarifs.

La façon la plus simple et la plus équitable de prévenir un tel transfert massif de la valeur patrimoniale des actifs payés historiquement par la collectivité (c.-à-d. des clients existants) est de faire payer par ces nouveaux clients industriels le plein coût marginal des approvisionnements additionnels qu'ils sollicitent. Cette approche spécifique est d'autant plus importante que l'on souhaite par ailleurs maintenir le principe de facturation au coût moyen et celui de l'uniformité territoriale de façon générale, notamment pour la décarbonation des activités existantes.

CONCLUSION

Les kWh qui sont bradés au rabais par le gouvernement du Québec au profit de nouveaux investisseurs industriels entraînent un manque à gagner colossal qui devra, très injustement, être épongé par l'ensemble des clients. Ces kWh ne seront par ailleurs plus disponibles pour soutenir la décarbonation de la consommation énergétique de nos entreprises, de nos institutions et de nos résidences.

Alors que les ressources énergétiques sont de plus en plus précieuses et convoitées, leur attribution requiert une priorisation conséquente, transparente et optimale sur les plans économique, social et environnemental.

Les orientations mises de l'avant par le gouvernement du Québec ne satisfont aucunement les exigences d'une éventuelle transition énergétique. Elles mettent plutôt en scène un développement industriel accéléré, aux frais de la collectivité, sans amorce véritable d'une résolution des enjeux climatiques.

LA FORCE D'UN RÉSEAU

ASSOCIATIONS MEMBRES

ACEF Appalaches – Beauce – Etchemins

ACEF de l'Est de Montréal

ACEF de Laval

ACEF du Grand-Portage

ACEF du Sud-Ouest de Montréal

ACEF du Nord de Montréal

ACEF Estrie

ACEF Lanaudière

ACEF Montérégie-Est

ACEF Rive-Sud de Montréal

Espace Finances Lévis

Centre d'intervention budgétaire
et sociale (CIBES) de la Mauricie

Service d'Aide au Consommateur
(Mauricie)

ASSOCIATIONS AFFILIÉES

Association des consommateurs pour
la qualité dans la construction (ACQC)

Centre d'éducation financière EBO
(Ottawa)



info@uniondesconsommateurs.ca
uniondesconsommateurs.ca

Téléphone : 514 521-6820
Sans frais : 1 888 521-6820
Télécopieur : 514 521-0736

7000, avenue du Parc, bureau 201
Montréal (Québec) H3N 1X1