

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-4307-2025

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

et

UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

Intervenante

**DEMANDE DU DISTRIBUTEUR POUR LA RÉVISION TARIFAIRE
DES ANNÉES 2026-2027, 2027-2028 ET 2028-2029**

Dossier R-4307-2025

ARGUMENTATION D'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

1. UC intervient dans le présent dossier à titre de représentante des droits et intérêts des clientèles résidentielles, étant préoccupée particulièrement par les difficultés économiques auxquelles font face les ménages pauvres, financièrement et socialement désavantagés.
2. Les sujets traités par UC dans le cadre du présent dossier tarifaire ont pour but d'assister et d'éclairer la Régie afin que celle-ci soit en mesure de disposer d'informations pertinentes pour que les tarifs et conditions de services s'appliquant à la clientèle dont UC défend les intérêts soient justes et raisonnables.
3. Les positions et recommandations d'UC sont clairement énoncées à sa preuve qui est constituée des mémoires d'UC préparés par les analystes externes Mme Viviane de Tilly¹ et M. Jean-François Blain², ainsi que la présentation de M. Jean-

¹ Pièce C-UC-0019.

² Pièce C-UC-0020.

François Blain³ et leurs témoignages présentés en audience de même que de celui de M. Maxime Dorais, co-directeur d'UC.⁴

4. La présente argumentation n'a pas pour but de réitérer tout un chacun des éléments de la preuve d'UC mais d'attirer l'attention de la Régie sur certains éléments en particulier qui n'y ont pas été directement traités ou, ont été traités en audience.

Contexte

5. En 2023, Hydro-Québec s'est dotée d'un Plan d'action (Plan d'action 2023-2035)⁵ ambitieux dans un contexte postpandémique où la reprise économique était envisagée positivement.
6. Le gouvernement du Québec prévoyait et investissait dans de grands projets (dont Northvolt) et appuyait financièrement la filière électrique dont celle des véhicules électriques avec des subventions intéressantes pour les acheteurs.
7. En 2025, il y a un ralentissement économique important : plusieurs des projets envisagés en 2023, dont Northvolt, sont fermés, les subventions aux véhicules électriques ont été réduites dès 2025, le gouvernement du Québec a également abandonné l'interdiction de vendre des véhicules neufs à essence à compter de 2035. L'élection aux États Unis du président Trump, ses politiques et impositions de tarifs, on/off, ont créé une grande instabilité économique.
8. Également en 2025, un nouveau cadre réglementaire a été introduit par la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques* (« **Loi 24** »), avec les principaux changements qui affectent la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« **LRÉ** ») et prévoit à court terme la mise en place d'un *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques* (« **PGIRE** »).
9. Dans le présent dossier, ainsi que dans le dossier connexe R-4305-2025, Hydro-Québec confirme maintenir le cap sur ses grandes orientations, notamment la cible d'approvisionnement de 255 TWh à l'horizon 2035, et que cette cible serait nécessaire pour satisfaire la hausse de la demande prévue par HQT. ⁶

³ Pièce C-UC-0031.

⁴ Témoignages présentés en audience le 16 janvier 2026, Pièce A-0055, N.S. vol. 7, pages 177 et s.

⁵ [Plan d'action 2035 – Vers un Québec décarboné et prospère.](#)

⁶ Voir entre autres Pièce B-0034, page 14, réponse à la question 2.3 dans le dossier R-4305-2025

10. Le PGIRE, par lequel cette cible ambitieuse pourrait être révisée, doit être soumis à l’approbation du ministre au plus tard le 1er avril 2026⁷.
11. Le PGIRE sera défini et ses modalités adoptées en vertu de la *Loi sur le ministère de l’Économie et de l’Innovation et de l’Énergie*, qui précise que la cible des approvisionnements en électricité, se détermine en fonction de la satisfaction des besoins en cette matière des marchés québécois.⁸
12. Notons également qu’Hydro-Québec participe à l’élaboration du PGIRE et la Régie devrait être appelée à donner son avis⁹. À cet égard, la Régie a envoyé un avis de consultation publique pour obtenir les commentaires de tout personne intéressée avant de se prononcer sur : (i) Disponibilité – assurer un approvisionnement continu et stable en énergie, à court et à long terme et (ii) Diversification et résilience – assurer la sécurité et la résilience énergétiques du Québec.¹⁰

Introduction

13. Le présent dossier tarifaire est présenté dans le cadre d’une demande de fixation des tarifs et des conditions d’Hydro-Québec dans ses activités de distribution d’électricité (années 2026, 2027 et 2028).
14. Le 31 juillet 2025, Hydro-Québec (le « **Distributeur** » ou « **HQD**»), dans ses activités de distribution d’électricité, dépose à la Régie de l’énergie (la « **Régie** ») une demande afin de réviser ou fixer les tarifs d’électricité prévus à l’annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* (« **LHQ** ») au 1^{er} avril des années tarifaires 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 (la « **Demande** »).¹¹
15. Dans sa décision D-2025-098, la Régie examine plusieurs sujets en lien avec de nouveaux tarifs ou options tarifaires ainsi que les modifications des tarifs d’électricité du Distributeur et les modalités qui leurs sont applicables.¹²
16. Les sujets suivants, parmi ceux retenus par la Régie dans sa décision D-2025-098,¹³ ont suscité prioritairement l’attention d’UC et sont traités dans sa preuve:

⁷ Art. 155 de la *Loi sur la gouvernance responsable de gestion intégrée des ressources énergétiques* et Art. 14.2 de la *Loi sur le ministère de l’Économie, de l’Innovation et de l’Énergie*.

⁸ Art. 14.2 de la *Loi sur le ministère de l’Économie, de l’Innovation et de l’Énergie*.

⁹ Art. 14.3 de la *Loi sur le ministère de l’Économie, de l’Innovation et de l’Énergie*.

¹⁰ Dossier R-4329-2026, Pièce A-0001.

¹¹ Pièce B-0060 / HQD-1, Document 1.

¹² Pièce A-0011.

¹³ Décision D-2024-104, sommaire aux pages 38 et 39.

1) Modifications tarifaires

a. **Nouveau tarifs DS et Flex DS pour les clients sur consommateurs de la clientèle domestique** (sujet n° 1 d'UC)

b. **Fermeture du Crédit hivernal au tarif D** (sujet n° 2 d'UC)

2) **Suivi sur la rentabilité du tarif DT** (sujet n° 3 d'UC)

3) **Prévision de la demande** (sujet n° 6 d'UC)

4) **Approvisionnements en électricité** (sujet n° 8 d'UC)

5) **Revenus requis** (sujet n° 7 d'UC)

17. Les considérations et recommandations énoncées par UC dans sa preuve (mémoires¹⁴ et témoignages soumis) relativement aux tarifs proposés par le Distributeur ont comme fondement principal la protection des consommateurs qu'elle représente et également le fait qu'un tarif ne devrait pas être inéquitable, arbitraire, injuste ou déraisonnable.

18. Selon la LRÉ¹⁵, la Régie a comme mission de « *surveiller le secteur énergétique québécois et d'assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs situés au Québec et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle a également pour mission d'informer les consommateurs.* »¹⁶

19. La LRÉ confie à la Régie la compétence exclusive pour : « (...) *surveiller les opérations (...) du distributeur d'électricité (...) afin de s'assurer que leurs clients paient selon un juste tarif.* »¹⁷

20. Lorsqu'elle fixe un tarif de distribution d'électricité, la Régie, doit notamment :

« (...) tenir compte (...), des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs (...) et de l'équité entre les classes de tarifs » et

¹⁴ Pièces C-UC-0019 et C-UC-0020.

¹⁵ [Loi sur la Régie de l'énergie, chapitre R-6.01.](#)

¹⁶ Art. 5 LRÉ.

¹⁷ Art. 31 par. 2.1 LRÉ.

*« s’assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables ».*¹⁸

21. Également, la Régie: *« s’assure que la tarification est uniforme par catégorie de consommateurs sur l’ensemble du réseau de distribution d’électricité (...) ».*¹⁹
22. Finalement, en application des articles 48 et 48.1 de la LRÉ, le Distributeur doit fournir à la Régie *« un document présentant les impacts d’une hausse tarifaire sur les personnes à faible revenu ».*²⁰

1) Modifications tarifaires

a. Nouveau tarifs DS et Flex DS pour les clients surconsommateurs de la clientèle domestique (sujet no 1 d’UC)

Le Distributeur demande à la Régie d’approuver sa proposition des tarifs DS et Flex DS pour les clients surconsommateurs dont les modalités d’adhésion seraient appliquées à compter du 1^{er} avril 2027, ainsi que le retrait du tarif DP au 31 mars 2027.²¹

23. La question de la possibilité d’un nouveau tarif pour des clients surconsommateurs a été soulevé dans le dossier R-4270-2024, auquel UC a participé.
24. Selon sa Stratégie tarifaire²², le Distributeur propose l’introduction d’un tarif distinct (DS et Flex DS) visant les clients résidentiels dont la consommation excède certains seuils, dans **l’objectif** :
 - d’influencer les « bon » comportements de consommation;
 - de stimuler le recours aux mesures d’efficacité énergétique (EÉ);
 - d’envoyer un signal de prix à la clientèle domestique la plus énergivore afin de l’inciter à réduire sa consommation
25. Selon le Distributeur, la surconsommation aurait pour effet d’accroître les besoins en approvisionnement et d’exercer une pression à la hausse sur les tarifs, ce qui

¹⁸ Art 49, par. 6 et 7 LRÉ.

¹⁹ Art 52.1 LRÉ.

²⁰ Art 48.2 LRÉ.

²¹ Pièce B-0006 / HQD-2, Document 2.1, page 21.

²² Pièce B-0006 / HQD-2, Document 2.1, pages 13-14.

- justifierait, selon lui, l'instauration d'un mécanisme tarifaire à caractère « incitatif ».
26. Cependant, le Distributeur n'a déposé aucune preuve démontrant que la « surconsommation » visée entraîne effectivement une augmentation mesurable des besoins d'approvisionnement ni qu'elle contribue de manière significative à la pression tarifaire. Aucune démonstration n'est donc fournie quant à la nécessité ou à l'efficacité d'un tel mécanisme tarifaire pour répondre à ces enjeux allégués.
 27. Or, UC observe que, de façon générale, les ménages résidentiels québécois ne figurent pas parmi les grands consommateurs d'énergie et que, paradoxalement, les consommateurs affichant les niveaux de consommation les plus élevés sont souvent, en proportion, plus efficaces énergétiquement que les plus petits consommateurs.
 28. Le Distributeur ne semble pas partager ces deux constats, et adopte néanmoins une stratégie tarifaire à caractère punitif, sans justification convaincante, ce qui soulève de sérieuses préoccupations, dont :
 29. **Le seuil de surconsommation repose sur un choix arbitraire :** En contre-interrogatoire, HQD reconnaît que le seuil de trois fois la consommation est fondée sur un jugement interne²³ et non pas sur une analyse empirique ou une étude économique démontrant un lien entre ce seuil et un comportement inefficace ou évitable²⁴. Le Distributeur confirme que le seuil n'est pas basé sur le coût évité en énergie et/ou en puissance²⁵ et que les tarifs, incluant le tarif DS, ne sont pas basés sur les coûts évités²⁶.
 30. **Le tarif DS n'est pas fondé sur un écart de coût de service :** Un tarif doit, en principe, refléter les coûts de service ou des risques différenciés²⁷. En contre-interrogatoire, le Distributeur reconnaît clairement que l'écart entre le tarif D et le tarif DS n'est pas justifié par un écart de coût de service.²⁸ Il s'ensuit que le tarif DS s'apparente davantage à une mesure punitive et discriminatoire qu'à un véritable signal économique.

²³ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, page 134.

²⁴ N.S. du 14 janvier 2026, Pièce A-0050, N.S. vol. 5, pages 95-96.

²⁵ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, page 221.

²⁶ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, page 145.

²⁷ Art 49 LRÉ.

²⁸ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, page 168-169; N.S. du 14 janvier 2026, Pièce A-0050, N.S. vol. 5, page 101;

31. **Le Tarif DS est présenté comme un signal, sans démonstration d'efficacité :** Le Distributeur affirme vouloir envoyer un signal de prix²⁹, afin d'« inciter » et de « conscientiser » les surconsommateurs sans toutefois démontrer *ex ante* que ce signal entraînera une réduction effective de la consommation. HQD admet d'ailleurs que le tarif DS n'est pas conçu comme un « bâton », sans pour autant démontrer que le signal de prix proposé entraînera une modification concrète des comportements de consommation. Le Distributeur se limite à affirmer que ce signal de prix est, selon lui, « jugé adéquat »³⁰, sans fournir d'analyse, de données empiriques ou d'évaluation mesurable permettant d'en apprécier l'efficacité réelle.
32. Lors du contre-interrogatoire du Distributeur, la Formation a rappelé la logique économique sous-jacente au concept de signal de prix et a souligné que son efficacité dépend notamment de sa force, en évoquant les impacts financiers annuels anticipés pour les clients visés, de l'ordre de 188 \$ à 294 \$.³¹ Ces montants soulèvent un doute sérieux quant à la capacité réelle du Tarif DS d'influencer les comportements de consommation, d'autant plus que, selon l'échantillon présenté par le Distributeur, 41 % des surconsommateurs disposent de revenus élevés (au-delà de 200 000 \$/année), ce qui tend à réduire davantage l'effet incitatif d'un tel signal.³²
33. **Le Tarif DS est présenté sans balisage externe :** Le Distributeur a confirmé, en contre-interrogatoire, qu'il n'a pas fait d'analyse comparative avec des mécanismes tarifaires similaires appliqués dans d'autres juridictions, ou de référence à des pratiques reconnues ailleurs, car il estime que ce n'est pas nécessaire.³³ Le Distributeur n'a ainsi fourni aucun repère externe permettant d'évaluer la raisonnable du seuil de surconsommation, le niveau du signal de prix ou la proportionnalité des impacts financiers anticipés.
34. **Certains clients ne peuvent pas réduire leur consommation :** Le tarif DS ne crée aucun levier réel de réduction et pénalise des contraintes structurelles et non des comportements. Le Tarif DS touche des clients qui ont déjà adopté des mesures d'efficacité énergétique et pour lesquels les marges de réduction sont limitées. Au-delà des clients agricoles, UC fait valoir spécifiquement dans sa preuve :
- a) Les clients en fonction de leur localisation.** La reconnaissance des besoins de chauffage variant en fonction de la température devrait également s'appliquer lorsqu'on a la prétention de punir les mauvais

²⁹ Pièce B-0006 / HQD-2, Document 2.1, page 13-14.

³⁰ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, page 148.

³¹ N.S. du 14 janvier 2026, Pièce A-0050, N.S. vol. 5, pages 124-126.

³² Pièce B-0061 / HQD-7, Document 2, page 57.

³³ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, pages 138-140.

comportements énergétiques. En fixant le seuil à 50 000 kWh, le tarif pénalise une minorité de clients sans tenir compte de la nature réelle de leur consommation.³⁴

b) Les ménages à faible revenu. Même en supposant que l'autodéclaration permette d'identifier certains ménages à faible revenu, plusieurs d'entre eux demeureront touchés par le tarif DS, notamment ceux vivant dans des immeubles à mesurage collectif. Le Distributeur est incapable d'en isoler les impacts réels et ne peut démontrer comment ces ménages seraient protégés.³⁵

c) Les immeubles à ménages collectifs, soit les maisons de chambres et les résidences communautaires. Alors même que leur consommation n'est ni associée à des usages dits « de luxe » ni à de « mauvais » comportements énergétiques, ces immeubles, qui hébergent souvent des ménages à faible revenu, risquent ainsi d'être pénalisés de manière injustifiée, du seul fait qu'ils sont assujettis à un mesurage collectif.³⁶

En somme, le Distributeur traite de la même façon des situations énergétiques très différentes³⁷.

35. **Le tarif DS échappe au plafonnement gouvernemental des hausses tarifaires**, en ce qu'il permet d'imposer à certains clients domestiques des augmentations supérieures à 3 %, en dehors du cadre de protection mis en place par le gouvernement. En contre-interrogatoire, le Distributeur a indiqué interpréter le Décrets 1239 comme ne s'appliquant pas au tarif DS au seul motif que celui-ci n'y est pas expressément énuméré (alors que le tarif DS n'existait pas au moment du décret). Une telle interprétation a pour effet de contourner l'intention **claire** du législateur, qui vise à limiter l'impact des hausses tarifaires sur l'ensemble de la clientèle domestique. Le tarif DS permet ainsi de faire supporter des augmentations supérieures à une sous-catégorie de clients domestiques, sans justification fondée sur un écart de coût de service, ce qui soulève un enjeu sérieux d'équité tarifaire incompatible avec les principes de tarification juste et raisonnable que la Régie doit assurer.³⁸
36. La qualification d'un tarif comme « incitatif » ou « punitif » dépend non pas de l'intention déclarée du Distributeur, mais de sa capacité réelle à influencer les

³⁴ Pièce C-UC-0019, pages 15-16; Pèce B-0091 / HQD-8, Document 10.1, page 12, réponse à la question 4.3 d'UC.

³⁵ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, page 136.

³⁶ Témoignage de M. Maxime Dorais à l'audience du 16 janvier 2026.

³⁷ Pièce C-UC-0019, pages 15-16.

³⁸ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, pages 27-29.

comportements. En l'absence de leviers concrets permettant aux consommateurs visés d'ajuster leurs usages, un tarif prétendument incitatif se révèle, en pratique, punitif.

37. Alors que la LRÉ privilégie l'adoption de mécanismes tarifaires incitatifs³⁹, l'instauration d'un tarif à caractère punitif compromet l'équité tarifaire et ne satisfait pas aux exigences d'un tarif juste et raisonnable.
38. Le cadre législatif applicable impose à la Régie de l'énergie de s'assurer que les tarifs qu'elle approuve soient justes, raisonnables et équitables, tant entre les catégories de consommateurs qu'à l'intérieur d'une même catégorie, conformément aux articles 5, 48, 48.1, 48.2 et 49 de la LRÉ.
39. Or, le tarif DS proposé par le Distributeur soulève d'importantes préoccupations à cet égard. En l'absence d'une démonstration rigoureuse des impacts réels du tarif sur les clientèles visées, le Distributeur ne s'acquitte pas de son fardeau de preuve visant à établir que les modalités proposées respectent les principes tarifaires prévus par la LRÉ.

UC recommande à la Régie de :

- **rejeter la proposition du Distributeur relative aux clients qui consomment annuellement plus de 50 000 kWh (tarifs DS et Flex DS pour les clients surconsommateurs).**

Subsidiairement, si la Régie devait approuver l'application du tarif DS, UC recommande à la Régie de :

- **exiger du Distributeur qu'il mette en place un processus rigoureux pour identifier les immeubles collectifs d'habitation, les résidences communautaires, les maisons de chambres et les maisons intergénérationnelles au tarif D qui consomment annuellement plus de 50 000 kWh et qui hébergent des ménages à faible revenu afin de les soustraire à l'application du tarif DS ;**
- **exiger du Distributeur l'implantation de mesures transitoires pour limiter les chocs tarifaires des clients qui seront migrés vers le nouveau tarif ;**
- **exiger du Distributeur qu'il applique le tarif DS aux clients du tarif DM ;**

³⁹ Art. 49 (4) LRÉ.

- **exiger du Distributeur qu'il calibre un tarif DTS pour les plus gros consommateurs au tarif DT.**

b. Crédit hivernal au tarif D (sujet n° 2 d'UC)

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa proposition de fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à partir du 31 mars 2026.⁴⁰

40. Le Distributeur souhaite fermer les nouvelles inscriptions à l'option de crédit hivernal afin de privilégier des mécanismes de gestion de la demande fondés, selon HQD, sur une consommation mesurée, jugés plus simples, transparents et représentatifs de l'effacement réel.
41. Cette approche vise également à éliminer les enjeux liés à l'établissement et à l'ajustement des consommations de référence et à favoriser la migration vers les tarifs Flex et TDT.
42. Selon le Distributeur, cette démarche permettra également d'éviter les enjeux liés à l'altération ou à la manipulation des consommations de référence, problématique déjà soulevée dans des dossiers antérieurs.
43. Dans le dossier R-4270-2024, le Distributeur proposait de réviser certaines modalités de l'Option de crédit hivernal pour les clientèles domestique et de petite puissance, dont (i) la prolongation des plages horaires, (ii) l'augmentation de nombre d'heures d'appel maximal par période d'hiver, (iii) l'ajout de la transmission d'avis par notification poussée, (iv) le transfert ou l'invitation aux abonnés à l'offre Hilo vers l'option de crédit hivernal, (v) le retrait du seuil d'effacement minimal et (vi) l'application d'un plafond sur l'ajustement de température pour les effacements de 40 kWh et plus par événement⁴¹.
44. Le 10 décembre 2025, la Régie a rendu la décision D-2025-091, par laquelle elle approuve les nouvelles modalités proposées par le Distributeur en lien avec le crédit hivernal et indique :

« [94] La Régie retient que l'Option de crédit hivernal est populaire auprès des abonnés, cependant les kWh effacés sont relativement faibles et qu'en conséquence, les montants économisés le sont également. Cependant, l'Option Flex est moins populaire auprès des abonnés mais elle génère des

⁴⁰ Pièce B-0006 / HQD-2, Document 2.1, page 21.

⁴¹ Dossier R-4270-2024, Pièce B-0191 / HQD-2, Document 2.1, page 29.

économies d'énergie et d'argent plus substantiels. Le niveau de satisfaction des abonnés est plus élevé.

[95] Tenant compte de ce qui précède, bien que la Régie encourage le Distributeur à favoriser des options TD qui utilisent des consommations réelles, comme le tarif Flex D, elle se questionne sur l'intérêt de la clientèle de l'Option de crédit hivernal à migrer vers le tarif Flex D, tenant compte du niveau de risque plus élevé associé à cette dernière option. »⁴²

45. La Régie a rejeté la demande du Distributeur de mettre fin aux suivis relatifs au déploiement des options de TD et demande au Distributeur d'intégrer aux suivis les points suivants :
- les caractéristiques des clients Flex D par rapport à ceux de l'Option de crédit hivernal et Hilo (par exemple autre source de chauffage, meilleure gestion de la consommation, l'aversion pour le risque, la flexibilité de réduire leur consommation, etc.);
 - un suivi dans le format des tableaux 3 et 4 de la [Décision D-2025-091];
 - un suivi de la migration des clients d'Hilo vers l'Option de crédit hivernal ou le tarif Flex D (nombre de clients, consommation, etc.) ;
 - des prévisions de migration annuelle des clients d'Hilo vers l'Option de crédit hivernal ou le tarif Flex D.
46. UC soumet qu'une évaluation minimale des impacts réels de ces nouvelles modalités s'impose avant toute décision de cette nature.
47. En contre interrogatoire, le Distributeur a admis ne pas connaître les impacts de la fermeture du crédit hivernal sur l'effacement à la pointe.⁴³
48. Le Distributeur a reconnu ne disposer d'aucune analyse chiffrée ni d'évaluation quantitative des impacts liés à la fermeture de l'option du crédit hivernal, notamment en ce qui concerne une éventuelle perte de puissance. La recommandation de fermeture repose plutôt sur la conviction qualitative que les clients migreront vers le tarif Flex, fondée sur l'expertise interne et une orientation stratégique, et non sur des données empiriques ou des résultats mesurables.⁴⁴

⁴² Décision D-2025-091, par. 94-95.

⁴³ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, page 29; Pièce B-0103 / HQD-8, Document 12.1, page 14.

⁴⁴ N.S. du 12 janvier 2026, Pièce A-0044, N.S. vol. 3, pages 206-214.

49. De plus, le *Suivi administratif de la décision D-2025-091 (Déploiement des options de tarification dynamique : Bilan de l'hiver 2024-2025)* relatif aux options de tarification dynamique a été déposé le 19 décembre 2025, confirmant les risques de perte pour les participants au tarif Flex D alors que 14 % des participants ont perdu de l'argent⁴⁵.
50. Il apparaît pour le moins prématuré que le Distributeur propose la fermeture de nouvelles inscriptions à l'option de Crédit hivernal aux nouvelles adhésions avant même qu'un hiver complet d'exploitation sous les nouvelles modalités n'ait été complété.

UC recommande à la Régie de :

- **refuser la proposition du Distributeur de fermer les inscriptions à l'option de Crédit hivernal pour la clientèle domestique et d'exiger qu'il en fasse une promotion qui permet aux clients intéressés de faire un choix éclairé.**

Subsidiairement, si la Régie devait accepter la proposition du Distributeur, UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il permette aux abonnés à l'option qui le souhaitent de conserver leur adhésion lorsqu'ils déménagent.

2) Suivi sur la rentabilité du Tarif DT (sujet n° 3 d'UC)

51. Dans sa décision D-2025-098⁴⁶ portant sur les sujets d'intervention du présent dossier, la Régie a constaté que le Distributeur doit déposer une analyse visant à confirmer que le Tarif DT est toujours bien calibré dans le cadre du suivi de la décision D-2022-061⁴⁷.
52. UC suggère, comme elle l'a fait par le passé dans les dossiers antérieurs, que le Distributeur intervienne activement auprès des clients qui ont une consommation élevée en période de pointe pour vérifier leur compréhension du tarif ou encore l'état de leurs équipements.
53. Il demeure donc important, pour assurer la pérennité des effacements que procurent le tarif DT en pointe, que le Distributeur suive de près ces clients afin de s'assurer que la bonne énergie est utilisée au bon endroit, au bon moment, que les équipements sont bien maintenus et performants et que les clients tirent réellement un bénéfice, tous éléments confondus (assurance, équipements, coût de la source d'énergie alternative, etc.), de leur participation à ce tarif.

⁴⁵ Pièce C-UC- 0030, p. 12, Figure 2.

⁴⁶ Décision D-2025-098, par. 77.

⁴⁷ Décision D-2025-098, par. 242 et Tableau 16.

54. Les avantages financiers que les participants retirent du tarif DT doivent couvrir au minimum les frais additionnels tels les frais d'entretien estimés à 149 \$⁴⁸ et les coûts de l'énergie alternative.
55. Selon la preuve d'UC⁴⁹, il appert que :
- 1) La rentabilité du tarif DT n'est pas garantie pour tous les clients** : bien que le tarif soit présenté comme avantageux, un nombre important d'abonnés ne réalisent que des économies faibles, voire subissent des pertes par rapport au tarif D, selon leurs habitudes de consommation et leur capacité réelle à gérer la biénergie;
 - 2) Le tarif DT est collectivement déficitaire** : malgré son utilité pour l'effacement de la pointe (environ 300 MW), le tarif DT ne fait pas ses frais. Son indice d'interfinancement est très faible (ex. 76,4), et il dépend du maintien de clients « perdants » pour demeurer viable financièrement;
 - 3) Il y a des distorsions importantes dans les gains** : une proportion non négligeable de clients réalise des économies très élevées (1 500 \$ et plus), conséquence directe de stratégies passées de rétention (baisse et gel des prix DT), ce qui accentue les déséquilibres tarifaires;
 - 4) Il y a un manque de transparence et de calibrage adéquat** : le Distributeur n'a pas démontré de façon chiffrée la pertinence du calibrage du tarif DT, notamment en zones froides (-15 °C), ni expliqué pourquoi les distributions de gains diffèrent autant selon les zones climatiques.
56. Le Distributeur n'a produit aucune analyse chiffrée permettant d'établir la rentabilité du tarif DT selon les zones climatiques. La rentabilité est affirmée par HQD de façon générale, alors même que le Distributeur reconnaît ne pas être en mesure d'expliquer ni de documenter le calibrage du tarif⁵⁰.
57. Ces admissions confirment que la rentabilité du tarif DT n'est ni démontrée ni garantie, ce qui appuie pleinement la position d'UC.
58. UC constate qu'un ajustement tarifaire est nécessaire et recommande que la Régie exige une révision du tarif DT, incluant une hausse différenciée des prix hors pointe et de pointe, ainsi qu'un meilleur suivi des clients pour lesquels le tarif n'est pas rentable.

⁴⁸ Pièce B-0125 / HQD-2, Document 2.1 (Annexe D), page 90.

⁴⁹ Pièce C-UC-0019, pages 20-25.

⁵⁰ N.S. du 13 janvier 2026, Pièce A-0048, N.S. vol. 4, pages 117-119.

59. En outre, si la Régie accepte de soumettre les gros consommateurs du tarif DT au tarif DS, un exercice de recalibrage devra être réalisé.
60. UC soumet que le Distributeur devrait réaliser des inspections ciblées comme ce fût le cas en 2015 afin d'identifier les cas problématiques et d'assister les clients pour résoudre les problématiques ou pour que ceux-ci fassent le bon choix de tarif. Un comportement pro-actif de la part du Distributeur contribuerait sans doute à améliorer l'expérience client et possiblement à réduire sa consommation.

UC recommande à la Régie de :

- **exiger du Distributeur qu'il réalise un suivi des clients qui ne présentent pas une économie suffisante au tarif DT comparativement au tarif D en identifiant principalement ceux qui présentent une consommation relative anormale en période de pointe ;**
- **exiger du Distributeur qu'il examine la possibilité d'appliquer une hausse tarifaire différenciée sur les prix de pointe et hors pointes du tarif DT ;**
- **exiger du Distributeur qu'il explique et actualise le calibrage du tarif DT pour chacune des zones de température de permutation.**

PRÉAMBULE Plan d'action 2035 : Cadre de référence

61. La présente demande repose sur une hausse marquée de la prévision de la demande, des approvisionnements en électricité et des revenus requis, principalement justifiée par le déploiement du Plan d'action 2035 pour les années 2026 à 2028, et se traduit par une accélération des investissements sans précédent.
62. Dans le cadre du dossier connexe R-4305-2025, la Régie a confirmé dans sa Décision D-2025-124⁵¹ que le Plan d'action 2035 n'est pas enchâssé dans la loi :

« [158] Conformément à la Loi, la Régie doit établir, pour les années tarifaires 2026, 2027 et 2028, les revenus requis du Transporteur et du Distributeur. Dans le présent dossier, HQTQ présente les charges d'exploitation, déterminées par la MCC pour le Transporteur et le Distributeur. L'ensemble des revenus requis et des tarifs seront étudiés dans le dossier R-4306-2025, pour le Transporteur, et le dossier R-4307-2025 pour le Distributeur.

(...)

⁵¹ [Décision D-2025-124](#).

[160] HQT D affirme que son Plan d'action 2035 et ses cinq priorités guident ses initiatives en matière de transition énergétique et de création de richesse pour la société québécoise, tout en visant un service plus fiable, plus simple et plus abordable. Pour les années visées par la présente révision tarifaire, les stratégies, activités et coûts présentés au dossier sont planifiés de manière à soutenir la réalisation du Plan d'action 2035.

[161] HQT D ajoute que le Plan d'action 2035 vise à transformer l'organisation pour répondre aux attentes sociétales, environnementales et économiques du Québec. Selon elle, ce plan lui permet de rencontrer les objectifs de la Loi qui s'incarnent notamment dans l'atteinte de la cible de 255 TWh fixée à l'article 155 de la Loi 24.

[162] Selon HQT D, il en découle que les charges d'exploitation présentées dans le présent dossier doivent ainsi s'apprécier en fonction du contexte d'affaires et du Plan d'action 2035. Elles doivent aussi s'apprécier en fonction des récents amendements législatifs liés à la transition énergétique, le développement économique et à la cible d'approvisionnement transitoire du PGIRE fixée à 255 TWh à l'horizon 2035, dont les orientations, cibles et objectifs seront connus seulement en 2026.

(...)

[201] Par ailleurs, dans sa décision D-2025-022, la Régie mentionnait que le Plan d'action 2035 décrit le contexte dans lequel s'inscrivent les stratégies d'affaires et opérationnelles d'Hydro-Québec. Cependant, elle n'approuve pas ce plan car HQT D ne demandait aucune conclusion recherchée à cet égard.

[202] Au présent dossier, à l'instar d'UC, **la Régie conclut que les orientations et cibles du Plan d'action 2035, à l'exception de la cible de 255 TWh et ce, uniquement de manière transitoire, ne sont pas enchâssées dans la Loi et, conséquemment, qu'elle n'est pas directement liée par ce plan.**

(...)

[283] D'abord, la Régie note que la hausse des coûts de l'activité « Technologies numériques » est liée à la mise en place et à la réalisation des objectifs du Plan d'action 2035 : Ainsi, l'évolution des coûts d'exploitation de l'activité au cours des prochaines années sera représentative des efforts importants qui devront être faits pour accompagner l'organisation dans la réalisation des priorités du Plan d'action 2035.

[284] À cet égard, la Régie partage l'opinion de l'AQCIE-CIFQ à l'effet que **le Plan d'action 2035 n'a jamais été approuvé par la Régie et qu'il ne constitue pas une politique gouvernementale au sens de l'article 5 de la Loi.**

[285] De plus, la Régie, à l'instar de l'AQCIE-CIFQ, constate l'absence de cible ou d'objectif mesurable en lien avec les hausses demandées pour cette activité.

(...)

[297] Questionnée par la Régie à propos de la hausse marquée des charges d'exploitation en 2026 par rapport à celles de l'année autorisée 2025, le Transporteur indique que cette hausse est notamment motivée par les deux facteurs suivants :

- volonté d'Hydro-Québec de réaliser les objectifs de son Plan d'action 2035 dont plusieurs cibles sont à atteindre dès 2028;
- intention de contribuer à l'économie du Québec dans une période d'incertitude économique en devançant des travaux dès 2026.

[298] La Régie considère que ces explications sont peu probantes.

[299] Premièrement, le Plan d'action 2035 relève d'Hydro-Québec et le Transporteur n'a fourni dans sa réponse aucune explication convaincante quant aux objectifs qu'il entend réaliser durant la période sous examen, ni la nécessité de les atteindre d'ici 2028.

[300] En deuxième lieu, la Régie est d'avis que les dépenses pour stimuler l'économie du Québec ne sont pas inévitablement équivalentes à des dépenses nécessaires à la prestation du service du Transporteur. Le Transporteur n'a pas été en mesure d'expliquer comment ces dépenses bénéficient à sa clientèle et n'a fourni aucune explication quant à leur nécessité.

[références omises, notre emphase]

63. Dans sa Décision D-2025-124, la Régie a révisé à la baisse plusieurs charges d'exploitation, jugeant que les hausses demandées ne sont pas suffisamment justifiées, notamment au regard des besoins additionnels et des gains d'efficacité non démontrés.
64. La Régie, par la nature des dossiers qui lui sont soumis, doit fréquemment rendre des décisions sur des enjeux relevant de plusieurs dossiers. Elle doit traiter les dossiers en temps utile et s'assurer de la cohérence des décisions administratives ainsi rendues.
65. Tant dans le dossier R-4305-2025⁵² que dans le présent dossier R-4307-2025, le Distributeur confirme que pour les trois (3) prochaines années visées par la révision tarifaire, les stratégies, activités et coûts présentés sont planifiés de façon à réaliser le Plan d'action 2035⁵³.
66. Bien que le Plan d'action 2035 serve de cadre de référence à la preuve déposée par le Distributeur dans le présent dossier, la Régie n'y est pas juridiquement liée.

⁵² Dossier R-4305-2025, Pièce A-0031, aux pages 68-70.

⁵³ Pièce B-0060 / HQD-1, Document 1, page 9, lignes 14-18; Pièce B-0011 / HQD-3, Document 2, page 5, lignes 11-4; Pièce B-0013 / HQD-4, Document 1, page 7, lignes 5-9.

67. UC souligne par ailleurs que la cible des besoins québécois établie à 255 TWh à l’horizon 2035 constitue une cible transitoire, susceptible d’être révisée dès avril 2026 lors de l’adoption du PGIRE, sur lequel la Régie sera appelée à donner son avis.
68. C’est dans ce contexte, où la Régie a déjà reconnu qu’elle n’est pas liée par le Plan d’action 2035, lequel n’est pas enchâssé dans la loi, qu’elle doit exercer pleinement son rôle de contrôle afin de s’assurer du caractère prudent et raisonnable des tarifs, y compris des revenus requis soumis à son approbation.
69. Même si la décision D-2025-124 a fait l’objet d’une demande en contrôle judiciaire déposée par Hydro-Québec le 16 janvier 2026, l’absence de toute demande de sursis à l’exécution fait en sorte que cette décision demeure en vigueur et pleinement exécutoire.

3) Prévion de la demande (sujet n° 6 d’UC)

Le Distributeur demande à la Régie d’accepter la prévision des ventes de 185 692 GWh pour l’année témoin 2026, 188 849 GWh pour l’année témoin 2027 et 193 119 GWh pour l’année témoin 2028.⁵⁴

Le Distributeur demande à la Régie d’accepter la prévision des besoins en énergie de 199,3 TWh, 202,7 TWh et 207,4 TWh pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 et celle des besoins en puissance de 40 599 MW, 40 933 MW et 41 548 MW pour les hivers 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028.⁵⁵

70. Le Distributeur confirme que la prévision des ventes au présent dossier pour les années 2026 à 2028 correspond à celle de l’État d’avancement 2025 du Plan d’approvisionnement 2023-2032 déposé le 31 octobre 2025.⁵⁶
71. UC soutient que la prévision de la demande retenue par le Distributeur est calquée sur la cible de 255 TWh du Plan d’action 2035, plutôt que sur l’évolution réelle et réalistement prévisible de la demande.
72. Or, les données récentes démontrent une croissance beaucoup plus lente que prévue, ce qui a déjà nécessité deux révisions à la baisse des scénarios prévisionnels en novembre 2024 et 2025.

⁵⁴ Pièce B-0011 / HQD-3, Document 2, page 12.

⁵⁵ Pièce B-0011 / HQD-3, Document 2, page 14.

⁵⁶ Pièce B-0091 / HQD-8, Document 10.1, page 23, réponse de HQD à la question 9.5 d’UC.

73. Afin de fixer un tarif, la Régie doit tenir compte des prévisions de ventes.⁵⁷
74. D'ailleurs, le Distributeur reconnaît qu'« *il est du rôle de la Régie de fixer les tarifs en s'assurant du caractère prudent des coûts et de la raisonnable des prévisions de ventes.* »⁵⁸
75. Sur le plan des ventes d'électricité, le Distributeur prévoit une hausse cumulative d'environ 10 TWh par rapport à l'année de base 2025.⁵⁹
76. Sur le plan de la puissance, HQD anticipe une hausse des besoins à la pointe hivernale, soit une augmentation cumulative de 1 126 MW par rapport à l'hiver 2024-2025 normalisé.⁶⁰
77. Le Distributeur soumet⁶¹ que la croissance de la demande est attribuable principalement à :
- l'électrification de l'économie (notamment l'augmentation du parc de véhicules électriques);
 - la décarbonation des procédés industriels (incluant la filière batterie);
 - la croissance économique (notamment dans les secteurs industriel, commercial et institutionnel);
 - l'augmentation du nombre d'abonnements résidentiels, liée aux mises en chantier, surtout dans le logement collectif.
78. Le Distributeur souligne toutefois que cette croissance est partiellement compensée par :
- les efforts en efficacité énergétique, qui réduisent l'intensité énergétique;
 - le réchauffement climatique tendanciel, qui diminue les besoins de chauffage;
 - une contribution marginale de l'autoproduction (ex. photovoltaïque).

⁵⁷ LRÉ, art. 49 (8).

⁵⁸ Pèce B-0091 / HQD-8 doc 10.1, extrait de la réponse de HQD à la question 9.11 d'UC.

⁵⁹ Pèce B-0011 / HQD-3, Document 2, page 5.

⁶⁰ Pèce B-0011 / HQD-3, Document 2, page 14.

⁶¹ Pèce B-0091 / HQD-8, Document 10.1, page 22, réponse de HQD à la question 9.1 d'UC.

79. **UC soutient que la prévision de la demande présentée par le Distributeur est excessivement optimiste, insuffisamment étayée et imprudente au regard des données historiques.**

80. Dans sa preuve⁶², UC souligne :

1) Un écart marqué avec la tendance historique : UC démontre que la croissance historique des ventes d'électricité au Québec est modérée (environ 0,51 % par an tous secteurs confondus), alors que la prévision du Distributeur suppose une accélération sans précédent, impliquant un rattrapage très important dès la fin de la décennie. Cette rupture avec les tendances observées n'est pas adéquatement justifiée.

2) La prévision est dictée par des cibles politiques plutôt que par les besoins réels : la prévision de la demande est essentiellement calquée sur les cibles du Plan d'action 2035 (255 TWh), plutôt que sur une analyse réaliste des besoins effectifs de la clientèle. Cela conduit à faire porter aux clients actuels le risque lié au financement d'investissements dont l'utilité n'est pas démontrée.

3) Dans le secteur résidentiel: UC souligne que, la consommation moyenne par client résidentiel est en baisse depuis plus d'une décennie. La prévision du Distributeur impliquerait une inversion de cette tendance, ce qui apparaît hautement improbable compte tenu des gains en efficacité énergétique et de la sensibilité climatique des ventes.

4) Dans le secteur commercial et institutionnel: Bien que ce secteur ait connu une croissance modérée, UC estime que le Distributeur extrapole cette tendance au-delà de ce que les données historiques indiquent, sans démonstration suffisante des moteurs structurels de cette croissance future.

5) Dans le secteur industriel VGE: UC rappelle que les ventes industrielles ont diminué historiquement et que la croissance projetée repose largement sur des décisions politiques d'attribution de blocs de puissance. Dans un contexte de tarification au coût moyen, cela comporte un risque de transfert des coûts vers les autres clientèles.

6) Enjeux du nombre de clients : le nombre d'abonnements est une donnée structurante pour toute prévision de ventes et, par conséquent, la justification des revenus requis. UC souligne une lacune majeure, soit l'absence d'une prévision cohérente et vérifiable du nombre de clients. Les témoins du Distributeur n'ont pas été en mesure d'identifier quelle prévision devait prévaloir ni d'expliquer les

⁶² Pièce C-UC-0020, pages 7-15; Témoignage de M. Jean-François Blain à l'audience du 16 janvier 2026.

incohérences entre les tableaux déposés⁶³. Cette lacune empêche toute validation crédible des ventes prévues et mine la justification des approvisionnements et des revenus requis, tel que reconnu par la Régie dans des dossiers antérieurs.⁶⁴

81. À l'audience, le Distributeur a indiqué dans sa présentation que l'électrification des transports demeurera importante, même si le gouvernement envisage d'assouplir la norme VZE, et soumet qu'il est prématuré de réviser la prévision sans confirmation de changements majeurs pour 2026-2028.⁶⁵
82. À l'instar de la FCEI et d'OC, UC estime que le nombre de VÉ prévu par le Distributeur est significativement trop optimiste.
83. Le rôle de la Régie est de s'assurer du caractère prudent des coûts et de la raisonnable des prévisions de ventes, et non d'entériner un scénario reposant sur des hypothèses encore largement incertaines et encore moins sur des motivations politiques.
84. UC propose à la Régie de retenir des taux de croissance annuelle s'inscrivant dans la continuité des ventes normalisées des douze (12) dernières années et différenciés par secteurs de consommation.
85. UC soumet dans sa preuve⁶⁶ une prévision de la demande encadrée par les taux de croissance historiques, basée sur :
 - le calcul des taux de croissance annuels moyens observés sur une période suffisamment longue (environ 10 à 15 ans, selon les secteurs) et basés sur les ventes normalisées.
 - une analyse par secteur (résidentiel, commercial/institutionnel, industriel PME, industriel VGE), ce qui explique les taux différenciés qu'elle propose :
 - 0,83 % par an – secteur résidentiel
 - 0,93 % par an – secteur commercial, institutionnel et industriel PME
 - 0,90 % par an – secteur industriel VGE

⁶³ Pièce C-UC-0027, Tableau 7.3, Pièce B-0060 / HQD-1, Document 1, Tableau A-3, A-4, A-5, Pièce B-0011 / HQD-3, Document 2, page 6, lignes 10-12. Réponses aux engagements 6 et 7, Pièces B-0151 et B-0152, HQD-10, Documents 3.4 et 3.5.

⁶⁴ Dossier R-4287-2024, voir pièce B-0125 et Dossier R-4303-2025, voir pièce B-0029.

⁶⁵ Pièce B-0145, HQD-10, Document 2.1, page 10.

⁶⁶ Pièce C-UC-0020, pages 7-15; Témoignage de Jean-François Blain à l'audience du 16 janvier 2026; Pièce C-UC-0031, pages 3-8.

86. Cette approche permettrait de ramener la prévision de la demande dans une fourchette cohérente avec son évolution historique de limiter les risques de surinvestissement et de protéger les consommateurs contre des hausses tarifaires injustifiées.
87. Pour le secteur industriel, un taux de croissance annuelle des ventes de 0,9 % calculé à partir des ventes prévues en 2025 (54 827 GWh) et comparable à celui des tarifs généraux, est recommandé par UC.
88. Les Tableaux 7-A et 7-B de la preuve écrite d'UC⁶⁷ permettent de comparer la prévision des ventes de HQD et celle d'UC.
89. Ces tableaux sont également reproduits à la preuve orale d'UC⁶⁸ et les écarts entre les prévisions de vente de HQD et celles d'UC y sont expliquées⁶⁹ et ont été repris lors du témoignage de M. Jean-François Blain à l'audience.

UC recommande à la Régie de :

- **reconnaître une prévision de la demande limitée aux taux de croissance annuelle suivants, calculés à partir des ventes 2024 normalisées :**
 - **0,83 % par an pour le secteur résidentiel;**
 - **0,93 % par an pour les secteurs commercial, institutionnel et industriel PME;**
 - **0,90 % par an pour le secteur industriel VGE**

4) Approvisionnements en électricité (sujet n° 8 d'UC)

90. UC soumet que le Distributeur ne s'est pas acquitté de son fardeau de démontrer, pour la période tarifaire visée, le caractère prudent et raisonnable des approvisionnements en électricité projetés.
91. La plus grande latitude invoquée en matière d'approvisionnement, découlant du nouveau cadre législatif, ne saurait être interprétée comme une réduction du rôle de contrôle de la Régie.
92. UC ne remet pas en cause la pertinence de recourir à une combinaison de moyens d'approvisionnement et de gestion de la demande. Toutefois, le Distributeur n'a pas démontré que les volumes d'approvisionnement retenus, ni le rythme

⁶⁷ Pièce C-UC-0020, page 15.

⁶⁸ Pièce C-UC-0031, page 8.

⁶⁹ Pièce C-UC-0031, page 10.

accélération des investissements proposés, correspondent aux besoins réels et prévisibles pour les années 2026 à 2028, compte tenu des données observées et des incertitudes persistantes entourant la croissance effective de la demande.

93. Les investissements prévus en transport et en distribution ne peuvent justifier, à eux seuls, une augmentation immédiate et significative des revenus requis, surtout lorsque ces investissements sont arrimés à des cibles prospectives qui ne sont pas enchâssées dans la loi et qui demeurent susceptibles d'être révisées dans le cadre du PGIRE.
94. En définitive, UC soumet que la stratégie d'approvisionnement invoquée par le Distributeur pour la réalisation des cibles du Plan d'action 2035 relève des impératifs de son plan d'affaires et non pas de la satisfaction des besoins de sa clientèle pour le cycle tarifaire en cause.
95. **UC estime que les besoins d'approvisionnement présentés par le Distributeur sont largement surévalués, car ils reposent sur des prévisions de demande excessivement optimistes et déconnectées de la croissance historique et de celle réaliste prévisible.**
96. **Selon UC, le Distributeur cherche à faire approuver des approvisionnements et des coûts associés au déploiement du Plan d'action 2035, alors que l'utilité de ces ressources aux fins de répondre aux besoins de sa clientèle n'est pas démontrée.**
97. UC souligne que la croissance récente de la demande s'est avérée nettement inférieure aux prévisions, ce qui a déjà forcé le Distributeur à réviser ses scénarios à la baisse, révélant la fragilité de ses hypothèses. L'incidence des aléas climatiques se traduit notamment par des ventes réelles significativement inférieures (2023, 2024) ou supérieures (2022, 2025) aux normales.
98. UC met en garde contre le risque d'un surapprovisionnement coûteux, qui entraînerait :
 - des achats d'électricité inutiles,
 - une hausse artificielle des revenus requis, et
 - une croissance induite des coûts supportés par les clients.
99. UC soutient qu'en retenant des taux de croissance de la demande alignés sur la tendance historique, les besoins d'approvisionnement autorisés seraient significativement moindres, générant :
 - des économies importantes sur les coûts d'achats d'électricité,

- et une réduction substantielle des revenus requis à recouvrer par les tarifs.

100. En conséquence, UC recommande à la Régie de lier strictement les approvisionnements autorisés à une prévision prudente et réaliste de la demande plutôt qu'aux cibles du Plan d'action 2035.

5) Revenus requis (sujet n° 7 d'UC)

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les revenus requis de 15 764,5 M\$ pour l'année 2026, de 16 546,8 M\$ pour l'année 2027 et de 17 494,5 M\$ pour l'année 2028.⁷⁰

101. UC considère que la demande du Distributeur vise essentiellement à faire approuver le cadre financier du Plan d'action 2035 pour les années 2026 à 2028, et à en transférer le financement intégral aux clients, indépendamment de la croissance réelle de leurs besoins d'approvisionnement.
102. Dans sa demande, le Distributeur réitère « *son engagement envers la mise en œuvre du Plan d'action 2035* » et indique qu' « *il mobilise l'ensemble de ses ressources et de son expertise afin d'atteindre les cibles fixées* »⁷¹.
103. Le Distributeur prétend que les revenus requis proposés résultent d'une planification prudente, et sont nécessaires et justifiés afin d'assurer la fiabilité du réseau, de répondre à la croissance anticipée de la demande et de soutenir la transition énergétique.
104. Selon HQD, l'augmentation des revenus requis découle principalement :
- de la hausse des coûts d'approvisionnement, liée à l'électrification accrue et aux besoins à la pointe;
 - des investissements importants en transport et en distribution, requis pour maintenir la qualité du service, intégrer de nouveaux clients et accueillir de nouveaux usages;
 - de l'augmentation des charges d'exploitation, notamment en lien avec la gestion de la demande, la cybersécurité et la résilience du réseau.

⁷⁰ Pièce B-0013 / HQD-4, Document 1, page 8.

⁷¹ Pièce B-0013 / HQD-4, Document 1, page 7.

105. **Pour les raisons qui suivent, UC soutient que les revenus requis proposés par le Distributeur sont excessifs, car ils découlent directement d'hypothèses trop optimistes en matière de croissance de la demande et de besoins d'approvisionnement.**
106. Dans sa preuve⁷², UC démontre que les écarts répétés entre les prévisions et les ventes réelles observés dans les dernières années révèlent la fragilité des hypothèses retenues par le Distributeur et justifient une approche plus conservatrice.
107. En conséquence, UC recommande à la Régie :
- de réviser à la baisse les revenus requis, en les arrimant à une prévision réaliste et prudente de la demande;
 - de limiter la reconnaissance de coûts associés à des projets ou approvisionnements dont l'utilité pour les clients n'est pas démontrée; et
 - de s'assurer que les tarifs résultant respectent les exigences de justesse, de raisonabilité et d'équité prévues à la Loi sur la Régie de l'énergie.
108. La limitation des prévisions de vente proposée par UC aurait pour effet de réduire les approvisionnements autorisés (engagés) de 1,539 TWh en 2026, de 3,109 TWh en 2027 et de 5,757 TWh en 2028 par rapport aux ventes prévues par HQD.⁷³
109. Au seul titre de la réduction des coûts d'achat d'électricité, cette limitation se traduirait par une réduction du coût des approvisionnements de 52,5 M\$ en 2026, 108,2 M\$ en 2027 et 204,4 M\$ en 2028, cela tenant compte d'un prix de l'électricité patrimoniale prévu à 3,41 ¢/KWh en 2026, 3,48 ¢/KWh en 2027 et de 3,55 ¢/KWh en 2028.⁷⁴
110. Ces réductions des coûts d'approvisionnement s'élèvent à 365 M\$ sur la période 2026-2028.⁷⁵
111. UC fait valoir que la surestimation de la demande future par le Distributeur entraîne une croissance exacerbée des revenus requis, notamment (i) pour la portion des coûts d'approvisionnement, mais aussi (ii) des investissements

⁷² Pièce C-UC-0020, pages 6, Témoignage de Jean-François Blain durant l'audience du 16 janvier 2026. Pièce C-UC-0031, pages 9-11.

⁷³ Pièce C-UC-0020, page 16 et Tableau 7-B.

⁷⁴ Pièce B-0005, HQD-2 doc 1, Tableau 3.

⁷⁵ Pièce B-0060, HQD-1 doc 1, Tableaux A-3, A-4 et A-5.

projetés en transport et en distribution, et (iii) des charges d'amortissement associées.

112. Selon UC, la demande du Distributeur expose les consommateurs à un risque tarifaire important, en les obligeant à supporter des coûts liés à des besoins surestimés et non démontrés, ce qui est incompatible avec les principes de prudence et d'équité tarifaire.

UC recommande à la Régie de :

- **réduire globalement les revenus additionnels requis de la moitié de leur portion associée à la croissance des besoins, soit 0,9 % / 1,9 %. Cela ramènerait les revenus additionnels requis aux montants suivants, correspondant à une hausse des revenus de 3,1 % plutôt que 4 %:**
 - **430 M\$ en 2026, plutôt que 554,9 M\$**
 - **455 M\$ en 2027, plutôt que 587,3 M\$**
 - **484 M\$ en 2028, plutôt que 624,9 M\$**

6) Enjeux Règlementaires

113. Dans sa preuve, UC a identifié plusieurs éléments comportant des incertitudes persistantes⁷⁶, notamment :

1) Décision à être rendue dans le dossier connexe R-4306-2026 : Une décision sur le fond dans le dossier du Transporteur n'a pas encore été rendue et est attendue au cours de janvier 2026. Les revenus requis demandés dans le présent dossier incluent des investissements en transport pour 2027 et 2028 qui feront l'objet de de cette décision à venir⁷⁷.

2) Décision D-2025-114 : Cette récente décision révoquant une décision antérieure de la Régie⁷⁸ sur le traitement des dépenses de maîtrise de la végétation entraîne des corrections importantes aux charges, amortissements et actifs réglementaires. La Régie a confirmé l'ouverture d'une Phase 2, dont les instructions seront déterminées ultérieurement par la Régie afin de traiter les conséquences du rejet sur les tarifs de transport et de distribution⁷⁹. La décision

⁷⁶ Pièce C-UC-0020, page 17-19.

⁷⁷ Tel que déterminé par la décision D-2025-117 dans le dossier R-4306-2025.

⁷⁸ Décision D-2025-114 dans le dossier R-4293-2025 révoquant la conclusion de la décision D-2025-022 dans le dossier R-4270-2024, Phases 1 et 2.

⁷⁹ La Phase 2 n'est pas encore entamée et est présentement suspendue jusqu'à une décision soit rendue dans le dossier R-4295-2025 (révision de la décision D-2025-022 dans le dossier R-4270-2024 dont une

D-2025-114 a fait l'objet d'un pourvoi en contrôle judiciaire par le Distributeur déposé le 29 décembre 2025.

3) Décision D-2025-124 : Dans cette décision récente sur les charges d'exploitation que la Régie a révisé à la baisse plusieurs charges d'exploitation, jugeant que les hausses demandées ne sont pas suffisamment justifiées. La décision D-2025-124 a fait l'objet d'un pourvoi en contrôle judiciaire par le Distributeur déposé le 16 janvier 2026.

3) Absence de cadre sur le MTSM et les CÉR : Les modalités du Mécanisme de traitement des surplus et manques à gagner (MTSM) et des comptes d'écart et de report (CÉR) n'ont pas encore été déposées et sont prévues au cours du premier semestre de 2026. Les modalités qui seront alors adoptées seront 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.

4) Dépôt imminent du PGIRE : Le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE), attendu en 2026, définira les orientations clés en matière de décarbonation, d'efficacité énergétique et d'approvisionnements. Le cadre stratégique est à clarifier avant de statuer sur des revenus et investissements majeurs.

5) Protection de l'électricité patrimoniale : la volonté du gouvernement de favoriser de nouveaux investissements industriels en attribuant, à sa discrétion, des blocs de puissance comporte un risque de transfert important de l'électricité patrimoniale vers ces nouveaux clients, au détriment des clients existants, qui verraient leur part d'approvisionnement patrimonial diminuer.

114. Ceci étant, conformément à l'article 48 de la LRÉ, la Régie doit établir, pour chacune des trois années visées par la révision tarifaire, les revenus requis annuels du distributeur d'électricité nécessaires à l'exploitation de son réseau et fixer les tarifs applicables.
115. Compte tenu de l'ampleur de la demande tarifaire pour la période 2026-2028 et de ses impacts financiers significatifs, UC estime que la Régie doit faire preuve d'un haut niveau de prudence, de discernement et d'encadrement réglementaire afin d'assurer la protection de l'intérêt public et des clients du Distributeur.
116. **UC soumet respectueusement que la Régie devrait rendre une décision conforme aux recommandations formulées par UC relativement aux sujets**

audience a eu lieu en septembre 2025), ensuite la Régie fixera les prochaines étapes pour le déroulement de la Phase 2.

approuvés 1, 2, 4, 6, 7 et 8, lesquelles sont étayées par la preuve déposée et visent l'établissement de tarifs justes et raisonnables, conformément à la LRÉ.

117. UC soumet respectueusement que la Régie doit établir les revenus requis en se fondant sur les décisions actuellement en vigueur, soit les décisions D-2025-114 et D-2025-124, lesquelles n'ont pas été révisées, révoquées ni assorties d'une demande de sursis d'exécution à ce jour.
118. En audience, la Régie a demandé à titre d'engagement que le Distributeur établisse les revenus requis sur la base des tarifs actuellement en vigueur en présentant l'effet des deux décisions D-2025-114 et D-2025-124, séparément⁸⁰.
119. UC souligne par ailleurs que le cadre réglementaire offre déjà une protection suffisante au Distributeur. Advenant que des développements futurs (par ex. l'adoption du PGIRE, de nouvelles décisions de la Régie ou l'issue de procédures en contrôle judiciaire, etc.) confirment la position du Distributeur pour les années 2026, 2027 ou 2028, celui-ci conserve la possibilité de demander une révision tarifaire en vertu de l'article 48, alinéa 3, de la LRÉ :

48. La Régie effectue aux trois ans une révision tarifaire lors de laquelle elle établit, pour les trois années tarifaires visées par cette révision, les revenus requis annuellement par le transporteur d'électricité ou le distributeur d'électricité pour assurer l'exploitation de son réseau et lors de laquelle elle fixe les tarifs applicables à compter, dans le cas du transporteur d'électricité, du 1^{er} janvier ou, dans le cas du distributeur d'électricité, du 1^{er} avril de chacune de ces trois années tarifaires. La Régie peut, de la manière qu'elle détermine, répartir une hausse tarifaire d'une ou de plusieurs des années tarifaires visées par la révision sur ces trois années.

En outre, la Régie fixe, au cours d'une année tarifaire, sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, un tarif ou des conditions de service applicables au transport ou à la distribution d'électricité par le transporteur ou le distributeur visé au premier alinéa. Elle tient alors compte, pour la fixation d'un tarif et selon l'année visée, des revenus requis établis conformément au premier alinéa pour l'année tarifaire en cours.

À la demande du transporteur d'électricité ou du distributeur d'électricité faite au cours des trois années tarifaires visées par une révision tarifaire effectuée en vertu du premier alinéa, en raison de circonstances particulières, la Régie effectue une révision tarifaire visée à cet alinéa de la manière qui y est prévue.

Le distributeur d'électricité consulte le ministre avant de faire une demande visée au deuxième ou au troisième alinéa.

⁸⁰ Pièce B-0167 / HQD-10, Document 3.7 révisé.

120. Cette faculté de révision tarifaire est toutefois asymétrique : ni la Régie, de sa propre initiative, ni les intervenants ne disposent d'un pouvoir équivalent pour revoir les revenus requis au cours du cycle tarifaire triennal.
121. Dans ce contexte, la prudence commande d'éviter d'approuver dès maintenant des revenus requis fondés sur des hypothèses incertaines ou des provisions surestimées du Distributeur, puisque le risque d'erreur serait alors assumé principalement par les consommateurs.
122. UC soumet ainsi que l'approche la plus prudente et conforme aux principes de la LRÉ consiste à retenir, à ce stade, des revenus requis établis sur la base des décisions en vigueur et de prévisions démontrées, tel que proposé par UC, tout en laissant au Distributeur la possibilité de solliciter ultérieurement une révision tarifaire si des circonstances nouvelles et exceptionnelles la justifient.
123. Subsidiairement, si la Régie estime qu'elle ne dispose pas de toute l'information nécessaire pour rendre une décision finale d'ici le 1^{er} avril 2026, UC propose qu'une décision provisoire soit rendue.
124. Dans l'exercice de l'éventail des pouvoirs implicites qui découlent de sa compétence tarifaire exclusive, la Régie possède le pouvoir de rendre des ordonnances de sauvegarde et d'établir des tarifs provisoires comme mesure conservatoire. Ce pouvoir tarifaire s'accompagne également d'un pouvoir implicite de revisiter les composantes du tarif provisoire dans une décision finale.⁸¹
125. L'article 34 de la LRÉ permet la Régie de fixer des tarifs provisoires si son examen ne peut être complété en temps opportun.
126. La Régie doit néanmoins s'assurer de respecter la contrainte imposée à l'article 48.2 de la LRÉ, à savoir qu'ils doivent entrer en vigueur, de manière provisoire ou finale, au 1^{er} avril 2026⁸².

UC recommande à la Régie de (modifiée) :

- **rendre une décision et fixer les tarifs conformes aux recommandations formulées par UC relativement aux sujets approuvés 1, 2, 4, 6, 7 et 8, lesquelles sont étayées par la preuve déposée et visent l'établissement de tarifs justes et raisonnables, conformément à la LRÉ.**

⁸¹ [Bell Canada c. Canada \(C.R.T.C.\), 1989 CanLII 67 \(CSC\), \[1989\] 1 R.C.S. 1722.](#)

⁸² Voir décision D-2025-037, par. 128 -132.

Subsidiairement, si la Régie estime qu'elle ne dispose pas de toute l'information nécessaire et pertinente pour rendre une décision finale d'ici le 1^{er} avril 2026 :

- **limiter dans l'immédiat la décision qu'elle doit rendre à l'approbation des revenus requis des années 2026, 2027 et 2028 et procéder à la fixation de tarifs provisoires pour ces années dans l'attente des conclusions finales qu'elle rendra ultérieurement;**

7) Les prochains dossiers tarifaires

127. Tout comme la Formation dans le dossier du Transporteur (R-4305-2025)⁸³, la Régie s'est montrée intéressée à savoir l'avis des intervenants sur le dépôt et déroulement des prochaines révisions tarifaires.⁸⁴
128. La nouvelle contrainte législative de rendre une décision dans les soixante (60) jours parallèlement aux autres dossiers pouvant se dérouler dans la même période, impose un fardeau additionnel à la Régie dont elle doit s'acquitter à l'intérieur d'une période limitée.
129. D'autant plus qu'avec la formule actuelle, trois (3) dossiers interreliés ont dû être examinés de façon concomitante aux fins de la révision tarifaire triennale.
130. Pour les fins de cohérence, UC réitère les représentations soumises dans le dossier R-4305-2025, connexe au présent dossier.
131. UC suggère à la Régie de fixer dès à présent, dans la décision qui fera suite à la présente audience, les règles qui régiront le prochain dépôt des dossiers tarifaires du Distributeur et du Transporteur.
132. UC soumet qu'il serait plus efficace de ne pas avoir de dossier sur les charges communes, mais que ces charges soient plutôt examinées distinctement aux dossiers respectifs du Transporteur et du Distributeur, et donc de déposer uniquement deux (2) dossiers.
133. UC demande donc à la Régie d'indiquer dès à présent à Hydro-Québec qu'elle met fin à ce mode de présentation des dossiers tarifaires et qu'elle n'entendra que deux (2) dossiers tarifaires pour les années 2029-2031.

⁸³ Voir Dossier R-4305-2025, les N.S. du 21 octobre 2025, Pièce A-0028, vol. 3, page 271 et N.S. du 22 octobre 2025, Pièce A-0031, vol. 4, pages 9-16.

⁸⁴ Voir entre autres l'échange entre Me Lanoix (AQCIE-CIFQ), Me Turmel et la Formation lors du témoignage de M. Jocelyn B. Allard, N.S. du 15 janvier 2026, Pièce A-0052, N.S. vol. 6, page 140 et s.

134. En ce qui concerne les dates de dépôt, bien qu'historiquement les dossiers tarifaires du Distributeur et du Transporteur sont déposés en août, UC soumet qu'il serait approprié de requérir du Transporteur le dépôt de son dossier tarifaire en juin et de requérir que celui du Distributeur soit déposé le ou avant le 1^{er} août.
135. Les audiences pour le dossier du Transporteur pourraient ainsi se tenir vers la fin octobre et si la Régie n'était pas en mesure de rendre une décision finale le ou avant le 31 décembre, elle pourrait rendre une décision partielle incluant des tarifs provisoires, la décision finale pouvant être rendue vers la mi-janvier, selon la date de la fin de l'audience.
136. Les audiences pour le dossier du Distributeur pourraient être tenues en décembre ou janvier afin qu'une décision puisse être rendue avant le 1^{er} avril.
137. Advenant que la Régie juge nécessaire d'entreprendre, d'ici le dépôt du prochain dossier tarifaire triennal, une révision des structures tarifaires et des facteurs d'allocation, UC lui recommande d'entreprendre un tel exercice en exigeant la plus grande hâte possible et de fixer un échéancier à cet effet de sa propre initiative.
138. **UC soumet également que tout suivi générique demandé dans des décisions préalables et pertinents pour ces dossiers tarifaires soit déposé au cours du trimestre précédent le dépôt des demandes tarifaires.**
139. **Le dépôt des suivis génériques devrait inclure les résultats des deux (2) premières années historiques découlant de l'application du MTSM et l'interprétation des résultats et modalités appliquées par HQTD.**

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 21 janvier 2026

(s) Serena Trifiro

Me Serena Trifiro

Avocate d'Union des consommateurs (UC)