

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

N° : R-4307-2025

**HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4

Demanderesse

---

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

---

**INTRODUCTION****A. Introduction**

- [1] Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »), dépose à la Régie de l'énergie sa demande pour la révision tarifaire des années 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 (la Demande).
- [2] La Demande a été déposée de façon concomitante au dépôt des dossiers R-4305-2025 et R-4306-2025. Le dossier conjoint R-4305-2025 couvre différents aspects qui sont pertinents aux fins de la présente demande. La formation au présent dossier est donc liée par les conclusions de la décision [D-2025-124](#) rendue le 17 décembre 2025, dans le cadre du dossier R-4305-2025. Les mises à jour déposées par le Distributeur ne visent pas à modifier la demande du Distributeur, mais à reconnaître cette situation. De la même façon que la mise à jour qui suivra la décision sur le fond au présent dossier intégrera la décision du dossier R-4306-2025.
- [3] Le Distributeur demande donc à la Régie de reconnaître et intégrer les conclusions de la décision D-2025-124 dans la mesure où celles-ci concernent le Distributeur.

- [4] C'est donc au terme de l'examen de la présente demande que la Régie aura en main l'ensemble des éléments nécessaires lui permettant de fixer les tarifs de distribution d'électricité pour les trois années visées par le cycle tarifaire. Tel que prévu à l'article 159 de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*<sup>1</sup> (la « Loi sur la gouvernance responsable » ou la « Loi 24 »), une telle décision devra être rendue au plus tard le 15 mars 2026. Toutefois, conformément à la pratique usuelle, afin d'être en mesure d'appliquer les nouveaux tarifs dès le 1<sup>er</sup> avril 2026, la décision sur le fond devra être rendue au plus tard la première semaine de mars. Pour rappel, la décision sur le fond du dossier R-4270-2024 a été rendue le 6 mars 2025.
- [5] Le Distributeur rappelle que les seules charges d'exploitation n'ayant pas fait l'objet d'un examen par la formation du dossier R-4305-2025 sont celles liées à l'efficacité énergétique (EE) et la gestion de la demande de puissance (GDP) qui sont plutôt au menu de la présente Demande.
- [6] La présente argumentation traitera avec plus de détails les éléments ayant davantage suscité d'intérêt et de questions tout au long du présent dossier.

## **B. Contexte de la demande**

- [7] Le Distributeur présente le contexte du présent dossier à la pièce révisée HQD-1, Document 1 (B-0060).
- [8] Celui-ci est caractérisé notamment par l'adoption, par l'Assemblée nationale, de la *Loi sur la gouvernance responsable* le 7 juin 2025. Cette loi apporte plusieurs changements, notamment à la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ), qui s'imposent à la Régie et dont celle-ci doit dorénavant tenir compte dans l'exercice de sa juridiction.
- [9] Il appartient à l'ensemble des participants, incluant la Régie, de conférer plein effet au nouveau cadre réglementaire.
- [10] Dans le cadre de la Demande, la Régie est donc appelée à interpréter et appliquer un certain nombre de nouvelles dispositions.
- [11] Parmi les modifications découlant de la Loi sur la gouvernance responsable, il y a le mode prévisionnel triennal de détermination des tarifs. Une mesure associée à ce mode triennal est prévue à l'article 52.3 de la LRÉ, soit la mise en place d'un mécanisme de traitement des surplus ou des manques à gagner (MTSM) cumulés

---

<sup>1</sup> 2025, chapitre 24.

durant ce cycle. Le MTSM trouvera application pour la première fois lors du deuxième cycle, soit lors de la fixation des tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2029<sup>2</sup>, eu égard à un surplus ou à un manque à gagner des années tarifaires 2026, 2027 et 2028.

- [12] Tel que mentionné, le Distributeur et le Transporteur (HQTD) déposeront leur proposition pour un MTSM en 2026.
- [13] Comme autre nouveauté, l'article 52.4.1 de la LRÉ prévoit la possibilité pour le gouvernement d'établir un taux maximal applicable à la hausse des tarifs domestiques de distribution d'électricité:

**52.4.1** Le gouvernement peut, aux fins d'une révision tarifaire visée au premier alinéa ou au troisième alinéa de l'article 48 et pour les années tarifaires et les tarifs domestiques de distribution d'électricité qu'il détermine, établir un taux maximal applicable à la hausse de ces tarifs. La Régie est tenue de fixer les tarifs concernés de manière que leur hausse n'excède pas ce taux.

- [14] Le gouvernement a pris le décret 1239-2025 le 7 octobre 2025 *concernant l'établissement du taux maximal applicable à la hausse de certains tarifs domestiques de distribution d'électricité pour les années tarifaires commençant le 1<sup>er</sup> avril des années 2026, 2027 et 2028*. Celui-ci prévoit :

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation de la ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie :

QUE soit établi à 3 % le taux maximal applicable à la hausse des tarifs D, DP, DM, DT, Option de crédit hivernal - Tarif D, Flex D, DN, Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak, Révision des prix du tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak et Crédit d'alimentation aux tarifs domestiques prévus à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) pour les années tarifaires commençant le 1<sup>er</sup> avril des années 2026, 2027 et 2028.

[HQD-7, Document 3](#) (B-0066).

- [15] Ce décret s'impose à la Régie, l'article 52.4.1 de la LRÉ étant clair à l'effet que la Régie est tenue de fixer les tarifs concernés de manière que leur hausse n'excède pas ce taux. Le décret est également clair que c'est à l'égard des tarifs expressément mentionnés que ce plafond trouve application. Le tarif DS n'est donc pas visé par cette énumération.

---

<sup>2</sup> L'article 164 de la *Loi sur la gouvernance responsable* précise que ce mécanisme ne tient pas compte des surplus ou des manques à gagner cumulés par le Distributeur au cours d'une année tarifaire antérieure à celle commençant le 1<sup>er</sup> avril 2026.

- [16] Autre nouveauté introduite par la *Loi sur la gouvernance responsable*, la possibilité de lisser les hausses demandées est prévue pour sa part à l'article 48, al. 1 *in fine* 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 1er janvier ou, dans le cas du distributeur d'électricité, du 1er 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.**

- [17] Le Distributeur souligne que le gouvernement a pris le décret 1240-2025 *CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de la fixation des tarifs de distribution d'électricité d'Hydro-Québec pour les années tarifaires commençant le 1er avril des années 2026, 2027 et 2028 et de la détermination des caractéristiques générales des contrats d'approvisionnement en gaz de source renouvelable qu'un distributeur de gaz naturel peut conclure* (le Décret 1240). Ce décret fait valoir les préoccupations suivantes à la Régie :

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation de la ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie :

QUE soient indiquées à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes dont elle doit tenir compte dans toute décision concernant la fixation des tarifs de distribution d'électricité d'Hydro-Québec pour les années tarifaires commençant le 1er avril des années 2026, 2027 et 2028 :

-il y aurait lieu que les tarifs fixés permettent à Hydro-Québec de récupérer l'ensemble des revenus requis qui seront établis par la Régie de l'énergie pour chacune de ces trois années, et ce malgré le taux maximal établi par le décret numéro 1239-2025 du 8 octobre 2025;

-il y aurait également lieu que les tarifs soient fixés de manière à répartir une hausse tarifaire, le cas échéant, de façon uniforme pour ces trois années afin d'offrir plus de stabilité et de prévisibilité aux consommateurs d'électricité;

[HQD-7, Document 3](#) (B-0066).

- [18] Le Décret 1240 prévoit donc deux choses.

- [19] Tout d'abord, que les tarifs fixés doivent permettre, malgré le plafond de 3 % pour les tarifs domestiques visés, de récupérer l'ensemble des revenus requis. Le Distributeur souligne qu'il s'agit par ailleurs d'un principe que la Régie avait elle-même mis de l'avant dans sa décision D-2025-033 alors qu'elle avait refusé la proposition du Distributeur de plafonner les tarifs domestiques et de renoncer à l'excédent entre la hausse des tarifs domestiques et le plafond de 3 % :

[338] Finalement, la Régie note que la majorité des intervenants s'opposent à la proposition du Distributeur de plafonner la hausse tarifaire pour les clients domestiques à 3,0 %. À l'instar d'OC, la Régie **est d'avis qu'elle doit appliquer le principe de récupération des coûts de service** lors de l'ajustement des revenus requis considérant que son rôle est de fixer des tarifs et conditions de service qui soient justes et raisonnables, conformément à la Loi.

[D-2025-033](#) (R-4270-2024, phase 3).

- [20] Avec ce plafond de 3 % pour la hausse des tarifs domestiques, le Distributeur respecte son engagement relatif aux hausses tarifaires, soit de maintenir des tarifs abordables pour les ménages québécois.

- [21] Dans un second temps, le Décret 1240 prévoit qu'il y aurait lieu que les tarifs soient fixés de manière à répartir une hausse tarifaire, le cas échéant, de façon uniforme pour ces trois années afin d'offrir plus de stabilité et de prévisibilité aux consommateurs d'électricité. Il s'agit d'une préoccupation émise en écho à la possibilité offerte par l'article 48 de la LRÉ, en insistant sur la stabilité et la prévisibilité pour les consommateurs.

- [22] La formation a posé certaines questions sur ce décret :

Ma dernière question sur ça. Si la Régie répartissait le tarif d'une façon différente de celle que vous demandez, donc en ne le lissant pas sur les trois années, mais en ayant le même total des trois années, mais réparti différemment, est-ce que nous irions à l'encontre du décret selon vous?

La formation, N.S., vol. 3, p. 141.

- [23] À cet effet, le Distributeur souligne que la proposition du Distributeur est la plus simple pour la clientèle tout en étant neutre. Cela étant, l'article 48 confère une discrétion à la Régie.

- [24] En regard de la prévisibilité, le Distributeur avançait :

C'est certain que pour ce qui est du lissage ou de la façon uniforme, le principal objectif c'est une stabilité au niveau des tarifs. Prévisibilité à partir du moment où

effectivement la Régie fixe des tarifs pour les trois prochaines années, ça devient connu par tous. Mais de rendre de façon uniforme le mécanisme de lissage avait aussi, je dirais, un plus grand appétit pour la stabilité des tarifs dans le temps.

Luc Dubé, N.S., Vol. 3, p. 140-141

- [25] Le Distributeur a fait une proposition pour un mécanisme de lissage, lequel a d'ailleurs été expliqué à l'occasion d'une rencontre technique tenue le 11 novembre 2025 dans les bureaux de la Régie. La présentation expliquant le mécanisme est disponible sur le SDÉ.

[Présentation du Distributeur sur le mécanisme de lissage](#) (B-0097).

- [26] Les témoins du Distributeur ont été clairs à l'effet que le mécanisme de lissage proposé permet de récupérer les revenus requis et pas plus.

« On s'entend. Oublions le revenu additionnel requis à la ligne 14. À la fin, je vais avoir quarante-neuf milliards huit cent cinq millions (49 805 M) de revenus. Puis, d'ailleurs, on le démontre, le rendement aussi qui est en lien, le rendement est équivalent sur la période, qui va être engendré. Ici - puis là, je ne veux pas entrer dans une explication complexe - mais à partir du moment où, dans mes revenus avant hausse, je les fais changer en fonction de mes différents scénarios de lissage puis de plafond, bien, j'ai un rattrapage de revenus qui fait que, dans le temps, ça crée des écarts. »

Luc Dubé, N.S., Vol. 1, page 196.

- [27] La *Loi sur la gouvernance responsable* vient également modifier de façon importante le cadre juridique applicable aux approvisionnements en électricité. Les modifications apportées visent à le rendre plus souple et flexible, dans le but notamment de respecter les objectifs de décarbonation en lien avec la transition énergétique et le développement économique. Cette flexibilité accrue est d'ailleurs un corollaire indispensable de l'évolution de la mission d'Hydro-Québec<sup>3</sup> qui précise la nécessité de disposer des approvisionnements en électricité requis pour l'atteinte de la cible des approvisionnements établis par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (le PGIRE).

- [28] Le contexte de la présente demande est également caractérisé par le Plan d'action 2035 – Vers un Québec décarboné et prospère (le « Plan d'action 2035 ») et ses cinq priorités qui continuent de guider les initiatives d'Hydro-Québec, et ceci dans la continuité de la demande tarifaire 2025.

---

<sup>3</sup> Voir l'article 22 de la Loi sur Hydro-Québec.

- [29] Les obligations du Distributeur envers ses clients sont intégrées dans les objectifs du Plan d'action 2035 : l'accélération du traitement des demandes d'alimentation en électricité, l'amélioration de la fiabilité du service, l'aide offerte à la clientèle pour mieux consommer et l'engagement à garder des tarifs abordables en sont des exemples.
- [30] Ainsi, le Distributeur considère sa participation au Plan d'action 2035 comme indissociable de son obligation de desservir sa clientèle.

Réponse à la question 10.1 de la DDR n° 1 de l'UC ([B-0091](#)).

- [31] Ce plan, qui vise à transformer l'organisation pour répondre aux attentes sociétales, environnementales et économiques du Québec, permet à Hydro Québec d'atteindre les objectifs de la LRÉ qui s'incarnent notamment dans l'atteinte de la cible des approvisionnements en électricité de 255 TWh fixée à l'article 155 de la *Loi sur la gouvernance responsable*, ainsi que dans la mission d'Hydro-Québec telle qu'actualisée à l'article 130 de cette loi :

« 22. La Société a pour mission d'agir et d'innover dans le domaine de l'énergie ou dans tout domaine connexe, notamment en matière de recherche. Elle doit assurer de manière suffisante, sécuritaire, fiable et au meilleur coût la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois. Elle doit notamment disposer des approvisionnements en électricité requis pour atteindre la cible des approvisionnements établie par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques visé à l'article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (chapitre M-14.1) à l'horizon qu'il indique. De plus, elle est responsable de proposer au ministre le volet électrique de ce plan. La Société doit, en outre, contribuer à la transition énergétique, favoriser une saine gestion de la consommation d'énergie et agir de manière à maximiser les bénéfices économiques, sociaux et environnementaux au Québec. »

Voir également la réponse à la question 11.1 de la DDR n° 1 de l'UC ([B-0091](#)).

- [32] La présente demande prévoit les moyens nécessaires pour la poursuite de sa mise en œuvre :

Concernant le Plan d'action 2035, la révision tarifaire vingt vingt-six, vingt vingt-huit (2026-2028) prévoit les moyens nécessaires pour poursuivre sa mise en œuvre. Le Plan d'action trace la voie vers l'amélioration de la satisfaction des besoins des clients et vers la réalisation de la transition énergétique nécessaire à la décarbonation de la société québécoise. Des initiatives prévues permettront notamment de rencontrer la cible de deux cent cinquante-cinq térawattheures (255 TWh) à l'horizon deux mille trente-cinq (2035).

Stéphane Verret, N.S., vol. 1, p. 23.

[33] La Régie doit, quant à elle, exercer ses fonctions et pouvoirs en cohérence avec les amendements apportés à l'article 5 de la LRÉ, suivant l'adoption de la *Loi sur la gouvernance responsable*, qui prévoit désormais ce qui suit :

« [...] Dans l'exercice de ses fonctions et pouvoirs, la Régie doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques, une transition énergétique ordonnée et au moindre coût, l'innovation ainsi que la maximisation des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux de l'énergie pour les Québécois dans le respect des orientations et en vue de l'atteinte des objectifs et cibles établis par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques visé à l'article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (chapitre M-14.1), dans le respect des autres politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité sur les plans individuel et collectif. »

[34] Il est important en lien avec l'article 5 de la LRÉ de souligner l'évolution du rôle de la Régie. L'article 5 de la LRÉ, tel que modifié par la Loi sur la gouvernance responsable, prévoit en effet que, dans l'exercice de ses fonctions, la Régie doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques, une transition énergétique ordonnée et au moindre coût, l'innovation ainsi que la maximisation des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux pour les québécois, dans le respect des orientations du PGIRE mais également des autres politiques énergétiques et dans une perspective de développement durable et d'équité sur les plans individuels et collectif. Les modifications découlant de la *Loi sur la gouvernance responsable* élargissent le spectre des éléments que doit dorénavant considérer la Régie dans toutes les décisions que celle-ci doit rendre.

[35] Certains autres faits saillants de la Demande qui méritent d'être soulignés et qui seront discutés plus en profondeur dans les prochaines sections de cette argumentation :

- Bonification de l'offre de programmes d'EE et de gestion de la demande de puissance en vue d'atteindre les cibles d'économies d'énergie de 21 TWh et 3 500 MW de puissance pour 2035
- Proposition de nouveaux tarifs pour les surconsommateurs pour une application au 1<sup>er</sup> avril 2027

## **PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES**

[36] L'entrée en vigueur de la Loi sur la gouvernance responsable modifie substantiellement le cadre d'établissement des tarifs d'électricité. Pour le Distributeur, il s'agit d'un retour en tout temps à l'établissement des tarifs selon le coût de service qui prévalait avant l'adoption de la Loi sur la simplification. Il y a donc lieu de se

pencher sur les principes réglementaires et les méthodes et pratiques comptables qui seront à la base de la détermination des tarifs de distribution d'électricité applicables lors du cycle tarifaire 2026-2027-2028.

- [37] Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître la mise à jour des principes réglementaires proposés à l'Annexe A de la pièce HQD-3, Document 1 ([B-0010](#)).
- [38] Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître la mise à jour des méthodes et pratiques comptables proposées à l'Annexe B de la pièce HQD-3, Document 1 ([B-0010](#)).
- [39] Tel que précédemment mentionné, le Distributeur présentera conjointement avec le Transporteur, au courant de l'année 2026, les modalités qu'il préconise pour le MTSM. Il s'agira également d'une occasion de revoir l'utilité des différents comptes d'écart et de report (CER) lesquels sont redevenus opérants avec le retour d'un mode d'établissement des tarifs selon le coût de service.

#### Provision réglementaire

- [40] Le principe de la provision réglementaire est un mécanisme utilisé par le Distributeur dans le cadre de la détermination des revenus additionnels requis pour le calcul des hausses tarifaires. Dans le cas où les tarifs annuels sont établis sur la base du coût de service, il permet de pallier l'effet de décalage entre les revenus requis et les revenus perçus, notamment en tenant compte des écarts temporels entre les années tarifaires (1er avril au 31 mars) et les années témoins (1er janvier au 31 décembre).

Réponse à la question 1.1 de la DDR n° 1 de la FCEI ([B-0085](#)).

- [41] Dans le cadre du dossier tarifaire 2025, le mécanisme de la provision réglementaire faisait partie des principes réglementaires jugés « inopérants » sous la Loi sur la simplification, les hausses tarifaires des quatre prochaines années devant être établies en fonction de l'indice des prix à la consommation et non sur la base du coût de service. Ainsi, il n'y avait pas lieu de prendre en compte une provision réglementaire dans le calcul de la hausse tarifaire 2025.

« Dans le fond, vous faites référence, comme on l'a dit l'année dernière dans le dossier qu'on établissait les tarifs vingt-vingt-cinq, vingt vingt-six (2025-2026) qu'il était inopérant. Il faut comprendre que la provision réglementaire d'une année visée ne sert pas à ajuster ou à fixer les tarifs de l'année visée, mais bien d'identifier des revenus qui vont être récupérés l'année suivante, mais dont les... ces revenus-là devraient être associés aux coûts de l'année précédente.

Ça fait que quand on établit... Comme l'année dernière, on a établi la provision réglementaire de cent trente-trois millions (133 M\$), elle ne servait pas à établir les tarifs vingt-vingt-cinq (2025). Elle était identifiée pour dire : une note au dossier : Sachez qu'il y a cent trente-trois millions (133 M\$) qui vont être récupérés en

janvier deux mille vingt-six (2026), mais dont ces revenus-là servent à récupérer des coûts de deux mille vingt-cinq (2025). Donc, c'est plus une information qu'on met au dossier de l'année dernière pour être capable, dans la tarification suivante, de venir réduire les revenus avant hausse pour considérer cet élément-là.

Pourquoi on a dit que c'était inopérant en deux mille vingt-cinq, vingt-six (2025-2026)? C'est que pour faire une provision réglementaire. Il faut que je compare deux choses, les coûts, les revenus requis versus les revenus. Quand je suis en PL 34, l'année deux mille vingt-quatre (2024), je viens de le dire, quand on établit une provision réglementaire, ça sert pour l'établissement de l'année subséquente. L'année d'avant, en vingt vingt-cinq (2025), c'était l'année PL 34 deux mille vingt-quatre (2024), je n'ai pas de coût. C'est un tarif qui a été établi selon l'indexation, selon la Loi du gouvernement, bien, la Loi de la Régie.

Donc, quand je suis arrivé pour établir les tarifs vingt-cinq, vingt-six (2025-2026), je n'avais pas cette base de coûts là. Donc, je n'étais pas en mesure d'évaluer, dans mon premier trimestre deux mille vingt-cinq (2025), quels sont les revenus que j'ai encaissés qui étaient associés à des coûts de deux mille vingt-quatre (2024).

C'est pour ça qu'elle était inopérante la provision réglementaire dans l'établissement du tarif vingt-cinq, vingt-six (2025-2026).

Aujourd'hui, on est dans un contexte différent. J'ai les coûts de deux mille vingt-cinq (2025). J'ai les revenus de deux mille vingt-cinq (2025). Je suis en mesure d'établir cette provision réglementaire là où ces revenus qui sont décalés dans le temps du fait que les tarifs se mettent à jour au premier (1er) avril et non pas au premier (1er) janvier. Ça fait que c'est tout simplement ça. C'est simplement ça l'explication. Je ne sais pas si ça va répondre à votre question. Mais la provision réglementaire sert à déterminer quels sont les revenus que je vais encaisser l'année suivante, mais qui sont liés à des coûts de l'année en cours. »

Luc Dubé, N.S., vol. 2, p. 34.

**[42]** Quant aux arguments de la FCEI à l'effet qu'il ne devrait être tenu compte de la provision réglementaire, ceux-ci ne peuvent être retenus pour les motifs suivants :

- Le calcul de la provision réglementaire de l'année 2025 a bel et bien été présenté dans le dossier R-4270-2024
- La Régie a pris connaissance des tableaux y référant (D-2025-042, paragraphe 10)
- L'utilité de cette provision identifiée au dossier R-4270-2024 était conditionnelle à ce que les tarifs de l'année suivante (2026) soient établis en mode coût de service, ce qui est le cas depuis l'entrée en vigueur de la Loi 24.

Voir le complément de réponse à la question 1.4 de la DDR n° 1 de la FCEI ([B-0100](#)).

Crédit d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre (CIIEP)

- [43] Sous réserve de l'adoption d'une loi visant le nouveau CIIEP par le gouvernement fédéral, Hydro-Québec prévoit réclamer des sommes à ce titre pendant le cycle tarifaire, alors que les tarifs pour ces années seront déjà autorisés. Considérant qu'Hydro-Québec propose de remettre directement à la clientèle la valeur des montants de CIIEP qui lui seront accordés par le gouvernement fédéral, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique comptable réglementaire autorisant la comptabilisation d'un passif réglementaire cumulant les crédits d'impôt annuels selon les montants et lorsque constatés aux états financiers à vocation générale, et ce dès le présent cycle tarifaire.
- [44] Dans l'objectif de remettre la totalité des CIIEP à la clientèle québécoise, le Distributeur propose de disposer des montants des CIIEP ainsi cumulés au passif réglementaire en réduction des revenus requis du Distributeur lors de cycles tarifaires ultérieurs et selon des modalités d'amortissement qui pourront être établies lors de la prochaine révision tarifaire.

Ententes autochtones

- [45] L'article 52.1 de la LRÉ, tel que modifié par la *Loi sur la gouvernance responsable*, prévoit que la Régie doit considérer dans l'établissement des tarifs d'électricité les montants alloués par Hydro-Québec dans le cadre d'une entente en matière d'affaires autochtones visée à l'article 3.48 de la Loi sur le ministère du Conseil exécutif (RLRQ, c. M-30) permettant le règlement de différends liés à des activités réalisées ou à des ouvrages construits par Hydro-Québec avant le 7 juin 2025.
- [46] Quant à l'article 52.4 de la LRÉ, il précise que les montants alloués dans le cadre d'ententes en matière d'affaires autochtones visées à l'article 52.1 de la LRÉ sont amortis sur une base de 50 ans, en tenant compte de la portion non amortie de ces montants et, le cas échéant, du rendement applicable.
- [47] Bien qu'aucun montant ne soit réclaté à ce titre au présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique comptable réglementaire autorisant la comptabilisation d'un actif réglementaire correspondant aux montants alloués dans le cadre des Ententes autochtones conclues suivant l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable, et ce, dès le présent cycle tarifaire, et son amortissement à compter du cycle tarifaire suivant.

Rendement adapté pour ces nouveaux passifs/actifs réglementaires (CIIEP, Ententes autochtones)

- [48] Le Distributeur propose de maintenir ces nouveaux éléments hors base de tarification et de les rémunérer uniquement au coût moyen de la dette, ce qui reflète mieux leur nature ou circonstance particulière, distincte de celle des actifs courants du Distributeur.

Mais je pense, c'est le premier passif réglementaire qu'on aura. On est habitué d'avoir des actifs réglementaires, mais rarement des passifs. Et, en fait, on s'est posé la question à savoir qu'est-ce qu'on fait avec ce passif-là? Il y aura un délai dans le moment, vu qu'on est sur des cycles trois ans, il y a des délais dans le moment où on pourra le remettre à la clientèle et tout ça.

[...]

L'objectif c'est de s'assurer que, étant donné qu'on a un délai entre le moment où on va encaisser les sommes et un moment où on pourra le remettre dans le tarif, permet d'être juste pour la clientèle sur certains frais de financement qui seraient associés à ça.

Luc Dubé, N.S., vol. 3, p. 129-130.

Ici, tout simplement, on voulait avoir une proposition qui était juste à la clientèle. C'est-à-dire que c'est des règlements qui ne touchent pas nécessairement les actifs du Distributeur. Donc, on revenait tantôt sur le concept de BT tantôt, je disais, où on est légitimé de demander un rendement sur un actif productif. Dans ce cas-ci, c'est plus une entente que la loi nous demande de remettre dans les tarifs sur une période de cinquante (50) ans. Bien, à ce moment-là, c'est plus de... au même titre de l'autre côté, c'est plus de charger un frais de financement de ce montant-là, mais non pas d'aller chercher un rendement sur ces montants-là. Donc, c'était vraiment, c'est quoi ça représente le coût de financement d'Hydro-Québec pour assumer ces montants-là. C'est ça qu'on veut représenter dans l'actif réglementaire associé aux ententes autochtones, et non pas aller chercher un rendement sur ce volet-là, qui n'est pas un actif nécessairement productif pour le Distributeur.

Luc Dubé, N.S., vol. 3, p. 132-133.

Voir également les réponses aux questions 1.1 et 1.2 de la DDR n° 3 de la Régie ([B-0074](#)).

**PRÉVISION DE LA DEMANDE**

- [49] Pour les années témoins 2026, 2027 et 2028, la prévision des ventes est établie respectivement à 185 692 GWh, 188 849 GWh et 193 119 GWh comme il appert de la pièce HQD-3, Document 2 ([B-0011](#)).

- [50]** Le Distributeur souligne que les besoins additionnels sont principalement dus à la décarbonation industrielle, les centres de données, l'électrification des transports et la filière batterie. Contrairement à ce qui est avancé par UC, la prévision des ventes ne peut reposer sur une simple projection de la croissance historique ou de la croissance du nombre d'abonnements. Elle doit reposer sur une analyse fine qui prend en compte les signaux forts du marché et sa transformation.

On anticipe donc, d'ici deux mille vingt-huit (2028), une croissance importante de dix térawattheures (10 TWh) qui est appuyée par des signaux forts. Donc, on parle de la montée en charge de plusieurs projets de centres de données, qui est un secteur stimulé par les besoins de stockage et l'essor de l'intelligence artificielle; la décarbonisation industrielle qui avance grâce à des projets concrets et basés sur des technologies matures et rentables pour les clients; et la tendance de fonds vers l'électrification du transport électrique qui continue de stimuler les ventes de véhicules et la filière batterie.

Myriam Hudon, N.S., Vol. 1, p. 34.

- [51]** Il s'agit d'une prévision centrée, soutenue par des signaux forts dans un environnement en évolution. Celle-ci intègre déjà l'effet des perturbations géopolitiques connues ayant contribué à limiter la croissance.

D'autre part, cette croissance a été modulée pour intégrer des perturbations géopolitiques qui amènent des défis de compétitivité pour certains secteurs. Donc, les signaux demeurent forts, mais l'ampleur de la croissance a été revue sur l'horizon du dossier tarifaire. Donc, ces perturbations géopolitiques ont ralenti la filière batterie. Donc, effectivement, il y a des projets qui ont subi soit des faillites, des retards ou des suspensions d'investissements. Lorsque ces projets avaient une montée en charge qui était prévue sur l'horizon du dossier tarifaire, ces informations ont évidemment été considérées.

Ces perturbations ont également retardé des projets de décarbonation industrielle dans un environnement d'affaires qui valorise un peu moins la réduction de GES. Il est important de rappeler - ça, c'est vrai pour l'ensemble des secteurs industriels, dont notamment la filière batterie dont on entend parler régulièrement dans les médias - l'enveloppe de croissance qui reflétait les conditions de marché au moment du dépôt ne prenait pas en compte la totalité des projets soumis. C'est ce qu'on fait quand on fait la prévision par enveloppes de croissance. Donc, l'enveloppe actuelle, malgré les quelques projets dont on a entendu parler dans les médias, reste appropriée.

Il n'y a aucune révision qui est nécessaire en fonction de l'actualité récente.

Un mot, finalement, sur les tarifs douaniers, eux aussi, leur impact a également été intégré mais reste somme toute assez limité. En effet, les tarifs qui étaient connus au moment du dépôt visaient des secteurs affectés depuis longtemps, notamment les pâtes et papiers, donc l'effet été déjà connu et intégré, soit des secteurs qui en ont déjà subi par le passé, l'aluminium et l'acier, qui se sont déjà montrés résilients, ou pour les autres secteurs, ceux-ci étaient largement protégés par l'ACEUM, l'Accord Canada-États-Unis-Mexique.

Pour ce qui est des tarifs qui ont été annoncés après le dépôt du dossier, ceux-ci auront des effets peu significatifs sur la prévision de la demande puisqu'ils concernent surtout les petits manufacturiers qui ont peu d'importance en proportion sur la consommation d'électricité totale.

Donc, en bref, la prévision est appuyée par des signaux forts et incorporent les tendances les plus récentes et significatives.

Myriam Hudon, N.S., Vol. 1, p. 34.

- [52]** La prévision du secteur Industriel tient compte de l'incertitude et des risques de retard ou d'annulation des projets annoncés.

Comme j'ai mentionné, les blocs que le gouvernement décide d'attribuer, O.K., il se base sur la demande qui est annoncée par les clients. Quand on fait la prévision, on y va par enveloppe de croissance. On ne fait pas l'addition de tous ces blocs-là et on vient les mettre dans la prévision. On regarde... de toute façon, il faut voir, est-ce qu'il y avait une croissance prévue sur le dossier tarifaire? Est-ce que ces projets-là avaient un impact sur l'horizon? Et par la suite, on se positionne en regard du niveau d'avancement des projets. Est-ce que... de quelle ampleur, ça pourrait arriver, et également en regard des conditions économiques des secteurs qui sont concernés. Donc oui, on prend en compte cette information-là pour faire notre prévision. Ça fait partie de la méthodologie par enveloppe de croissance, mais on ne les prend pas dans leur intégralité, là.

Myriam Hudon, N.S., Vol. 2, p. 167-168.

- [53]** Au sujet de l'écart cumulatif de 1,5 TWh observé entre les ventes réelles et la prévision en 2025 et de la proposition de l'AHQ-ARQ de réduire d'un niveau équivalent la prévision de 2026, 2027 et 2028, le témoignage de Mme Myriam Hudon est très clair :

Toutes ces perturbations sont inévitables compte tenu de la nature même du secteur industriel, mais encore une fois, elles ne reflètent pas nécessairement une tendance de fond. Donc, avant d'ajuster la prévision, il faut s'assurer qu'on fait face à une tendance réelle et non à un événement isolé, sinon on introduit un biais dans la prévision.

Selon l'analyse que l'on fait de l'évolution des mois réels pour l'année deux mille vingt-cinq (2025), la plupart de ces écarts constatés ne constituent pas une tendance. Et puis, on a déposé dans notre présentation ici l'évolution des ventes réelles jusqu'à l'horizon du mois de novembre et puis on constate qu'effectivement, l'écart se résorbe rendu en novembre.

À noter aussi également que l'écart cumulatif en mode réel est de l'ordre d'un point cinq térawattheures (1,5 TWh). Ça représente moins de zéro virgule huit pour cent (0,8 %) du total des ventes d'électricité. Donc, l'écart est faible et à un niveau tout à fait adéquat, dans le sens que c'est approprié et conforme aux attentes d'un modèle de prévision. Alors, encore une fois, en conclusion, il n'est pas nécessaire d'ajuster la prévision.

Myriam Hudon, N.S., vol. 1, p. 41-42.

- [54] Concernant le taux de perte global de 7,3 % prévu pour les années 2026, 2027 et 2028, le Distributeur précise dans sa preuve (B-0011), à la page 15, que « Ce taux reflète les taux de pertes observés au cours des dernières années ». Or, l'AHQ-ARQ propose de réduire ce taux à 7,1 % sur la base du taux de perte de 2023 (7,0 %, tel qu'indiqué au dossier R-4270-2024, B-0032, p.15) et des taux de perte présentés au tableau 6 de la page 16 de la présente preuve du Distributeur, soit un taux de perte normalisé de 6,9 % pour 2024 et de 7,1 % pour 2025. Puisque l'année 2025 n'était pas complétée au moment de la rédaction de la preuve, cette recommandation de l'AHQ-ARQ repose donc sur seulement deux années d'observations complètes du taux de perte alors que la proposition du Distributeur reflète les taux de pertes observés sur une plus longue période.

### Véhicules électriques

- [55] Le Distributeur a beaucoup été questionné sur sa prévision relative à l'électrification des transports. La preuve et les explications démontrent la justesse et la rigueur de la prévision du Distributeur. Celle-ci demeure la meilleure estimation disponible et est en cohérence avec le cadre réglementaire et les tendances observées.

Je veux quand même réexpliquer que, quand on veut transformer un marché, comme là, en ce moment, le gouvernement veut clairement transformer le marché du véhicule électrique au Québec. Il y a plusieurs façons de procéder. C'est qu'on s'attaque soit à la demande, soit on touche à l'offre, et on y va soit avec des carottes ou des bâtons.

Habituellement, on commence avec, on s'attaque à l'offre comme un programme en efficacité énergétique à la demande, je veux dire.

Si je prends, par exemple, l'éclairage au Dell [sic], un marché qu'Hydro-Québec a transformé. Donc, dans le fond, on commence à donner des subventions à l'achat directement aux consommateurs. On fait de la publicité pour inciter un changement de comportement, puis après ça, on veut susciter la demande de façon à ce que l'offre va s'ajuster.

Si on trouve que l'offre ne va pas assez vite, on peut donner des incitatifs du côté de l'offre aussi. On peut aller donner directement aux fabricants, des incitatifs financiers. On peut faire des partenariats pour les aider, puis tout ça. Tout ça, ça transforme un marché à un rythme, plus ou moins lent ou rapide. On peut le laisser aller s'il n'y a pas d'urgence.

Quand le marché est suffisamment transformé, mettons, à quatre-vingt-dix (90 %), quatre-vingt-quinze pour cent (95 %), le dernier bout qui manque habituellement, si on veut le transformer complètement, c'est là que le gouvernement peut intervenir, plus directement avec une législation. Puis souvent, il va y aller associé avec des pénalités pour être certain de venir transformer complètement le marché. Dans le cadre des véhicules électriques, le gouvernement, en ce moment, clairement, ne veut pas prendre le temps de - on va avec des subventions pour la demande, on attend de voir comment ça se transforme, puis on s'ajuste au fur et à mesure.

Il y a des objectifs de décarbonation clairs, importants. Le marché du véhicule électrique, c'est un gros potentiel de décarbonation. Il a déjà mis en place sa norme VZE qui est contraignante, restrictive, de façon à tout de suite venir faire changer l'offre. Ce qu'on vise avec la norme VZE, c'est de faire en sorte que pour les constructeurs, quand ils vont faire leur analyse économique, ça va faire en sorte que ça va être plus rentable pour eux de trouver une façon de diminuer le prix des véhicules électriques plutôt que d'avoir à payer la pénalité. C'est ça que ça fait la norme. Donc, c'est à ce titre-là qu'Hydro-Québec, on considère que le cadre réglementaire que le gouvernement met en place est suffisamment structurant pour faire en sorte que les cibles qu'il s'est données avec la norme VZE vont effectivement arriver.

Donc, la méthodologie qu'on met en place les premières années, c'est un peu plus avec la réponse qu'on a donné, donc les données de l'ISQ, les ventes actuellement, et à partir du moment que la norme devient de plus en plus contraignante, bien là, on prend les pourcentages qui sont dictés par la norme, parce qu'on a suffisamment d'assurance que c'est effectivement ça qui va se concrétiser avec ou sans subventions directement au consommateur. Les subventions, c'est nécessaire quand on veut juste jouer du côté de la demande. Là, le gouvernement s'attaque directement à l'offre, les subventions vont devenir éventuellement pas nécessaires du tout. Donc, l'arrêt ou la suspension des subventions ne vient pas changer non plus la prévision qu'on a.

Puis le gouvernement, il va suivre l'évolution du marché, là. S'il se rend compte qu'il a... ça, ce n'est pas suffisant, il peut réajuster le tir en cours de route. Il peut donner d'autres incitatifs, des réductions de taxes de véhicules électriques ou au contraire des taxes supplémentaires quand c'est un véhicule à essence. Le gouvernement est très clair dans ses intentions.

Myriam Hudon, N.S., vol. 2, p. 77.

- [56] La prévision du Distributeur tient donc compte des intentions du gouvernement, lesquelles sont claires et s'expriment notamment par la norme VZE.

## **APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ**

- [57] Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître pour les années témoin 2026, 2027 et 2028, les coûts des approvisionnements en électricité lesquels totalisent respectivement 8 682,9 M\$, 8 991,4 M\$ et 9 499,4 M\$.

### **Nouveau cadre législatif et réglementaire pour les approvisionnements**

- [58] La Loi sur la gouvernance responsable modifie sensiblement le cadre réglementaire applicable aux approvisionnements en électricité, le rendant plus souple et flexible dans le but de respecter les objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique et de développement économique du Québec. Elle met fin à l'obligation pour le Distributeur de recourir à des AO et prévoit à l'article 74.1 :

**74.1. Le distributeur d'électricité doit assurer par tout moyen**, notamment en concluant un contrat d'approvisionnement en électricité avec une personne ou une société pouvant entre autres être constituée en partenariat avec une communauté autochtone ou une municipalité, **les approvisionnements requis pour la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale.**

[...]

- [59] De façon corrélative, la mission d'Hydro-Québec a évolué et prévoit dorénavant qu'Hydro-Québec doit disposer des approvisionnements en électricité requis pour atteindre la cible établie par le PGIRE.
- [60] Cela étant, le législateur a prévu une cible à 255 TWh à l'horizon 2035, d'ici le premier PGIRE. Cette cible s'impose dès maintenant. Il ne peut donc être question d'attendre le premier PGIRE avant de se mettre en action.
- [61] Les modifications apportées par la Loi sur la gouvernance responsable confèrent au Distributeur la flexibilité nécessaire pour être en mesure de remplir sa mission qui doit assurer par tout moyen les approvisionnements requis pour la satisfaction des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale.
- [62] Il revient au Distributeur de déterminer la stratégie optimale pour atteindre la cible. Il pourra choisir sa stratégie ainsi que ses sources d'approvisionnement, en ayant recours, notamment, aux ressources d'Hydro-Québec, à un processus d'appels d'offres, ou encore à la conclusion de contrats de gré à gré.
- [63] Le Distributeur doit faire reconnaître l'établissement des coûts pour les différents approvisionnements suivant l'article 52.2 de la LRÉ, pour leur prise en compte dans les revenus requis. De façon particulière, pour les approvisionnements fournis par Hydro-Québec, les coûts des approvisionnements contractés avant la sanction de la Loi sur la gouvernance responsable sont ceux qui étaient prévus aux contrats pour la durée non écoulée. Pour les nouveaux approvisionnements fournis par Hydro-Québec, les coûts seront établis de manière à refléter ceux du marché pour des produits ou services comparables.
- [64] Au présent dossier, la preuve du Distributeur est déposée en regard de l'article 52.2 de la LRÉ et le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts.

#### La prévision des coûts des approvisionnements en électricité

- [65] La prévision de volume et de coûts d'approvisionnements s'appuie sur les meilleures hypothèses disponibles comme la prise en compte des contrats d'approvisionnement en vigueur ou certaines hypothèses tel le maintien de certains approvisionnements

éoliens ou de cogénération qui arriveront à échéance durant la durée du cycle tarifaire.

- [66] La méthode d'établissement des volumes prévisionnels est identique à celle utilisée dans les dossiers précédents, avec une allocation des bâtonnets optimale, supposant une connaissance parfaite de la demande horaire des trois années. Cette approche minimise l'électricité patrimoniale inutilisée ainsi que le recours aux approvisionnements de court terme.
- [67] En ce qui a trait particulièrement à l'établissement prévisionnel des coûts pour les approvisionnements de court terme, ceux-ci sont désormais basés sur les prix de marché de trois références plutôt que sur le seul marché de New York.
- [68] Les seuils proposés des trois marchés de références (600 MW sur IESO, 1000 MW sur NYISO et le reste sur le marché de la nouvelle Angleterre) reposent sur les contraintes de marché observées par le Distributeur.

« Le volume de 600 MW a été établi en fonction de l'accessibilité au marché de l'IESO via l'interconnexion de l'Outaouais pour des réservations non fermes en temps réel, alors que le 1 000 MW est le volume ferme pour le marché de NYISO via l'interconnexion de Châteauguay »

Réponse à la question 8.1 de la DDR n° 1 de l'AHQ-ARQ ([B-0083](#)).

#### Autres approvisionnements fournis par Hydro-Québec

- [69] Pour les autres approvisionnements de long terme fournis par Hydro-Québec, le Distributeur s'inscrit, pour la présente demande de révision tarifaire, en continuité avec les approvisionnements qui étaient fournis par contrat par le Producteur préalablement à la Loi sur la gouvernance responsable.
- [70] Cette continuité découle notamment de l'article 170 de la Loi sur la gouvernance responsable qui prévoit que ces approvisionnements se poursuivent pour leur durée non écoulee.
- [71] Le prochain plan d'approvisionnement qui sera déposé à l'automne 2026 constituera l'occasion d'examiner plus en profondeur ces questions des approvisionnements fournis par Hydro-Québec à partir du prochain cycle tarifaire.
- [72] Le Distributeur rappelle que, dans sa décision D-2003-159, la Régie approuvait les contrats Base (350 MW) et Cyclable (250 MW) entre le Distributeur et le Producteur, octroyés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2002-01. Ces contrats, d'une durée de 20 ans, ont été mis en service le 1er mars 2007 et arrivent à échéance le 28 février 2027.

**[73]** L'échéance de ces contrats cause un déséquilibre dans les bilans de puissance et d'énergie et le Distributeur propose donc, à titre transitoire, sur l'horizon résiduel de la présente demande tarifaire, de maintenir leur contribution en puissance et d'ajuster leur contribution en énergie.

**[74]** Ainsi, la puissance contractuelle combinée des contrats Base et Cyclable est réunie dans un approvisionnement cyclable de 600 MW aux modalités similaires à celles prévues au contrat Cyclable.

Un bloc cyclable de six cent mégawatts (600 MW) de puissance garantie et jusqu'à cinq point trois térawattheures (5,3 TWh) d'énergie annuelle au coût de cent cinquante-sept dollars du kilowattheure (157 \$/kWh) pour la composante puissance et cinquante-huit dollars du mégawattheure (58 \$/MWh) pour la composante énergie dans la continuité du contrat cyclable qui se termine en deux mille vingt-sept (2027).

Grégory Émiel, N.S., vol. 1, p. 44.

**[75]** Le Distributeur propose également, sur l'horizon résiduel de la présente révision tarifaire (soit dès 2028), d'équilibrer ses bilans avec des blocs mensuels de livraisons en base qui s'apparentent à l'utilisation que fait le Distributeur des Conventions d'énergie différée. La puissance des blocs mensuels est établie à 1 000 MW pour les mois de janvier et février 2028 et à 300 MW pour les mois de décembre et mars, avec les prix prévus à la convention d'énergie différée du contrat Cyclable.

**[76]** Le Distributeur estime par ailleurs que le prix, dans la continuité de ceux de ces contrats, demeure compétitif. Il est par ailleurs inférieur au coût évité de long terme approuvé par la Régie.

Voir les réponses aux questions 14.2 et 14.3 de la DDR de l'AHQ-ARQ ([B-0083](#)).

[...] Les blocs d'énergie hivernale, qui sont une extension des approvisionnements qui étaient concernés par les retours d'énergie des conventions d'énergie différée, sont à soixante-quinze dollars du mégawattheure (75 \$/MW), puissance et énergie incluses. Donc, c'est de l'énergie hivernale ferme incluant de la puissance. Donc, l'analyse est directe, on est significativement sous le coût anticipé des marchés. Par ailleurs, c'est un prix qui est garanti, c'est un prix qui ne fluctuera pas, qui protège la clientèle de fluctuations sur les prix de marché qu'on peut observer comme étant très importantes, y compris en regardant les conditions du marché en ce moment même cet hiver. Donc, les prix de marché, les approvisionnements de court terme exposent la clientèle à des variations de prix importantes qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, alors que des blocs à prix garanti, protègent. Donc, ils sont à la fois très compétitifs par rapport à nos anticipations de prix de marché, mais ils sont aussi à des prix garantis.

Grégory Émiel, N.S., vol. 2, p. 23.

Voir aussi Grégory Émiel, N.S., vol. 1, p. 45.

[77] Il s'agit d'une situation transitoire pour la présente demande et la question des approvisionnements fournis par Hydro-Québec fera l'objet d'un examen plus approfondi à l'occasion du prochain plan d'approvisionnement.

### SIÉ

[78] Le Distributeur présentera son positionnement sur le SIÉ dans le prochain plan d'approvisionnement. Toutefois, sur la période 2026-2028, le Distributeur continuera de gérer ses approvisionnements en fonction des livraisons prévues au SIÉ.

[79] Par ailleurs, le Distributeur souligne que son portefeuille d'approvisionnements a été constitué en fonction de l'existence d'un SIÉ, à savoir que le Distributeur n'a pas à composer avec les livraisons variables de ses fournisseurs éoliens. Le Distributeur ne peut abolir le SIÉ sans ajuster l'ensemble de son portefeuille. De plus, les différents décrets prévoient la nécessité que les approvisionnements éoliens soient accompagnés d'un service d'intégration éolienne.

[80] Le Distributeur souligne finalement que le prix du SIÉ a été établi dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2020-01 et que la Régie avait alors reconnu que le prix était compétitif. Le prix du SIÉ rencontre donc le critère du coût du marché pour un service ou un produit comparable.

Réponse à la question 13.1 de la DDR n° 1 de l'AHQ-ARQ ([B-0083](#)).

[81] De plus :

Donc, ici, on maintient le coût, la valeur et les caractéristiques qui sont en adéquation avec le besoin. Dans ces caractéristiques, il y a une garantie de puissance, comme je l'ai rappelé dans la présentation. Cette garantie de puissance, dans les années à venir, va être de plus en plus importante compte tenu que l'éolien plus sa part dans le mixte énergétique au Québec est importante, moins sa contribution en puissance effective est importante. On a eu l'occasion à quelques reprises de l'expliquer. Donc, cette composante-là fait en sorte que, de fait, la valeur de ce service est en augmentation. Toutefois dans la présente demande, on maintient le coût tel que dans le contrat historique.

Grégory Émiel, N.S., vol. 1, p. 181.

### Approvisionnements de court terme

[82] La Loi sur la gouvernance responsable permet de remplacer les activités des transactions énergétiques sur les marchés de court terme par le Distributeur par une nouvelle approche. Ainsi, les approvisionnements de court terme requis pour alimenter la charge locale, au-delà de l'électricité patrimoniale, des contrats et autres approvisionnements de long terme, sont désormais fournis par Hydro-Québec, à un coût reflétant celui du marché pour un service ou un produit comparable.

- [83]** Avec cette nouvelle approche, les volumes d'approvisionnements de court terme sont déterminés *a posteriori*, donc avec une connaissance parfaite des besoins. Avec cette nouvelle approche, aucune stratégie de gestion de l'approvisionnement patrimonial n'est requise et aucune transaction sur les marchés ne sera désormais mise en place par le Distributeur. Cette nouvelle approche présente des avantages indéniables.

Ces volumes seront fournis par Hydro-Québec et le coût sera en fonction des volumes calculés avec une connaissance parfaite de la demande et au prix de marché réel selon la même formule des trois seuils que je viens de présenter. Plusieurs gains sont associés à ce changement, des gains représentant une réduction moyenne des coûts d'approvisionnements de près de soixante millions (60 M) par année, tel que démontré dans notre preuve.

Un gain très important est l'élimination de l'incertitude entourant les approvisionnements associés à l'aléa climatique et à l'aléa de la demande. Comme le calcul serait fait avec une connaissance parfaite de la demande à approvisionner à la fin de chaque année, il n'y aurait plus de quantité supplémentaire à acquérir pour se prémunir, pardon, contre des risques futurs. Ce risque ne serait plus supporté par la clientèle, mais par Hydro-Québec.

Les autres gains attribuables à la méthode sont une maximisation de l'électricité patrimoniale où une réduction des quantités d'électricité patrimoniale inutilisée et une utilisation plus optimale des contrats flexibles. Ces deux gains sont aussi associés à la connaissance de la demande *a posteriori*.

De plus, il y aurait une augmentation de la fermeté des livraisons, puisque celles-ci proviendraient directement du parc de production d'Hydro-Québec et ne seraient plus sujets aux coupures de transaction ou à la congestion sur les interconnexions. Finalement, il n'y aurait plus de pénalité pour les dépassements des volumes du contrat patrimonial, le Distributeur pourrait désormais opérer sans entente globale cadre, puisqu'il n'y aurait plus de notion de dépassement horaire possible.

Charles-David Franche, N.S., vol. 1, p.49.

- [84]** Le volume d'approvisionnements de court terme sera déterminé *a posteriori*, donc avec une connaissance parfaite des besoins, et ne sera plus associé à des transactions physiques.

- [85]** La formule proposée a comme objectif de refléter le coût du marché pour un service ou un produit comparable et non pas de fournir une optimisation économique *a posteriori* qui correspondrait à un service qui n'existe pas sur le marché et pour lequel il n'y a pas de comparable.

[...] la méthode qu'on propose qui va venir maximiser l'utilisation du volume patrimonial. Donc, il n'y a pas d'autres méthodes d'optimisation qui vont permettre d'avoir une meilleure utilisation de ce contrat patrimonial là. Quand on prend ici les prix, effectivement, notre méthode se basait historiquement sur les prix de New York seulement.

Puis on s'est dit, bien, ce n'est pas effectivement juste le marché de New York, c'est un ensemble de marchés. On l'a vu dans les différentes pièces sur les transactions cette année qui ont été déposées. Donc, une formule qui fait, avec des seuils qui sont, bon, l'Ontario, New York et Nouvelle-Angleterre. Puis ces seuils-là amènent effectivement un gain supplémentaire, par rapport à seulement l'utilisation du marché de New York, parce qu'historiquement, le marché de l'Ontario était plus faible que le marché de New York.

Quand on vient prendre ici, je vais dire, une deuxième optimisation économique. Donc, les volumes restent les mêmes, puis on va venir changer a posteriori le prix de marché qu'on observe. Mais ça, ici, ce qu'il faut faire attention, c'est que pour nous, ce n'est pas un produit ou un service comparable. Donc, il n'y a personne dans le marché qui va pouvoir permettre cette flexibilité-là de dire « Achète le volume que t'as besoin à un prix qu'on va pouvoir venir réviser par la suite ». Donc, cette flexibilité-là, pour nous, bien, il n'y a personne dans le marché présentement qui offre ça, et on n'a pas de services comparables. Puis le gain qu'on pourrait retirer de ça serait probablement le coût associé à la fourniture de ce service-là. Donc, on prend l'hypothèse qui a personne qui fournirait ce service-là gratuitement ou sans faire un profit.

Charles-David Franche, N.S., vol. 3, p.50.

- [86]** Le marché, pour établir un coût pour un service ou produit comparable, pour le Distributeur, correspond au marché du nord-est américain. La proposition du Distributeur s'appuie sur des données de marché observables et qui correspondent au coût d'opportunité d'Hydro-Québec.

Le marché, c'est le marché du Nord-Est américain. Il y a différents prix du marché, mais c'est un marché qui est interconnecté, donc oui, il y a des quantités qui peuvent être soumises, voyagées, acquises, dans les différentes zones limitrophes. Donc, c'est un marché où les prix, ou le marché de l'électricité... c'est un marché de l'électricité, Là, donc ces produits-là, ces produits ou ces services comparables peuvent être acquis, là, donc le marché du Nord-Est dans lequel on évolue.

Bien, les coûts marginaux sont ceux des réseaux voisins, comme j'expliquais tout à l'heure. Donc, c'est les coûts auxquels pourront être valorisées les quantités, soit en surplus ou à aller acquérir. Donc, c'est la façon de valoriser ces quantités-là sont avec les prix, là, d'opportunité, donc les prix qu'observe sur les réseaux voisins, donc de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Charles-David Franche, N.S., vol. 1, p.128.

Nous on essaye de revenir sur elle qu'on est capables de quantifier, donc qui est un produit ou un service comparable, avec données qui sont disponibles. Donc, celles sur les prix de marché observés des réseaux voisins. Donc, c'est le prix. On sait que c'est le coût d'opportunité quand même d'Hydro-Québec dans son ensemble pour des surplus commercialisables, qui sont associés à ces mêmes marchés-là.

Charles-David Franche, N.S., vol. 3, p.87-88.

- [87] Contrairement à ce qui a été recommandé par le RNCREQ, soit l'application d'un prix fixe pour les achats de court terme en faisant référence à l'Entente globale cadre (EGC), le Distributeur souligne que le prix qu'il payait au Producteur, en vertu de cette entente, était déterminé par une formule de prix comportant une référence à un prix de marché incluant des frais de sortie.
- [88] L'EGC incluait, en effet, une formule de prix visant à déterminer le coût des dépassements selon trois strates de valeurs horaires d'électricité patrimoniale. Pour chaque strate (soit les 300 valeurs horaires les plus élevées/ les 40 plus petites valeurs horaires /le reste), le prix de vente correspondait au prix le plus élevé entre un prix fixé et un prix de marché associé au marché de NY auquel étaient ajoutés des frais de sortie. L'EGC a toujours été approuvée par la Régie.
- [89] Le Distributeur a par ailleurs fait la démonstration à l'effet que 10 fois sur 16, le prix suggéré pour la formule de prix des approvisionnements de court terme en puissance a été inférieur à celui obtenu lors des appels de proposition de 2017 à 2024. De plus, la comparaison est réalisée entre le prix des soumissions retenues et non avec le prix marginal des volumes offerts. Par ailleurs, au cours des dernières années, l'accroissement des volumes offerts en provenance de la zone du NYISO révèle que les fournisseurs s'attendent à maximiser leurs profits via l'appel de propositions du Distributeur comparative à l'encan du NYISO pour le reste de l'état. Finalement, la bonification du prix de 25 % tient compte de l'impossibilité pour le Distributeur de participer aux enchères puisqu'elles sont exclusives aux distributeurs du NYISO.

Réponse à la question 11.10 de la DDR n° 1 de l'UC ([B-0091](#)).

- [90] Quant au partage de réserve, le Distributeur ne peut souscrire à la recommandation 4.1 de l'AHQ-ARQ de réduire de 200 MW les besoins d'achats de puissance sur les marchés de court terme pour chaque année témoin. Cette recommandation n'est pas compatible avec la nouvelle approche d'approvisionnements de court terme proposée par le Distributeur, puisque le Distributeur n'effectuera plus de transactions sur les marchés. Les besoins résiduels de puissance seront dorénavant comblés par Hydro-Québec, selon la formule de prix proposée et reposant sur un indice de prix de marché. La garantie de puissance assurée par Hydro-Québec est ferme et sans risque de coupure, ce qui s'apparente à un produit de type « UCAP ». Par conséquent, la proposition du Distributeur permet d'établir le coût du marché pour un produit comparable pour les approvisionnements de court terme.

Gregory Emiel, N.S., vol. 1, p.120.

## **ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS**

- [91] Pour les années témoin 2026, 2027 et 2028, les revenus requis du Distributeur sont respectivement de 15 764,5 M\$, 16 546,8 M\$ et 17 494,5 M\$, tel que présenté à la pièce HQD-4, Document 1.

### *Base de tarification*

- [92] Le Distributeur établit, pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 des bases de tarification respectivement de 16 937,5 M\$, 19 429,4 M\$ et 21 567,5 M\$ selon la moyenne des 13 soldes, le tout comme présenté à la pièce HQD-4, Document 1.
- [93] Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître, comme prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité les mises en service (MES) depuis 2025, soit la dernière demande tarifaire visant des immobilisations, des actifs incorporels, des contrats de location-acquisition, des contributions internes, des actifs réglementaires et d'autres actifs.

### *Service de transport*

- [94] La prévision du coût du service de transport retenue par le Distributeur pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 s'appuie sur le coût de la charge locale ajusté des revenus de point à point du Transporteur pour ces années, tel que présenté au dossier R-4306-2025 (pièce HQT-6, Document 1 (B-0014), tableau 1).
- [95] Le Distributeur souligne que la remise en question par l'AQCIE-CIFQ de la répartition à la charge locale des coûts des interconnexions en transport, sur la fausse prémisse que le service de charge locale ne serait concerné que par les interconnexions qui sont en mode réception ou importation, est sans fondement comme il appert du témoignage du Transporteur au dossier R-4306-2025. Il s'agit d'un sujet ayant été traité au dossier R-4306-2025 auquel participait d'ailleurs l'intervenant. Il n'existe aucun fondement pour que la présente formation se saisisse également de cette question.

Voir Sophie Paquette, R-4306-2025, N.S., vol. 2, p 133, Sophie Paquette, R-4306-2025, N.S., vol. 2, p 141 et Wahiba Salhi, R-4306-2025, N.S., vol. 2, p. 142.

## **Efficacité énergétique et gestion de la demande de puissance**

- [96] Pour la mise en œuvre de son Plan d'action 2035 dont l'une des priorités est d'aider la clientèle à faire une meilleure consommation de l'électricité, le Distributeur présente ses programmes d'EE et de GDP.

- [97] Le Distributeur a d'ailleurs lancé en avril dernier la trajectoire en EÉ la plus ambitieuse de son histoire en prévoyant investir 10 G\$ d'ici 2035. Le lancement de cette dernière ainsi que l'évolution des programmes d'EÉ et de GDP sont donc au cœur de la transition énergétique pour inciter la clientèle à consommer moins et au bon moment.
- [98] Les budgets demandés sont nécessaires aux fins de l'atteinte de la cible des approvisionnements en électricité de 255 TWh.

Approche par portfolios

- [99] Le Distributeur estime que la sanction de la Loi sur la gouvernance responsable ainsi que de la Loi édictant la Loi sur la performance environnementale des bâtiments et modifiant diverses dispositions en matière de transition énergétique militent en faveur d'une nouvelle approche de présentation pour les budgets en EÉ et de GDP.
- [100] Notamment, la Loi sur la gouvernance responsable fixe une cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1<sup>er</sup> janvier 2035. Or, cette cible ne pourra être atteinte qu'avec le déploiement des mesures énoncées au Plan d'action 2035.
- [101] Les nouvelles dispositions de la LRÉ établissent également que la Régie doit effectuer une révision tarifaire aux trois ans, impliquant donc que le Distributeur détermine les budgets de ses programmes d'EÉ et de GDP pour cette même période. Or, en proposant et déployant des initiatives complexes et structurantes dans un contexte en constante évolution, le Distributeur soumet qu'une flexibilité additionnelle est dorénavant nécessaire dans la gestion des budgets de ses programmes afin d'être en mesure de s'adapter en continu.
- [102] Autrement dit, plusieurs éléments sont susceptibles d'évoluer sur la durée du cycle faisant en sorte que même les meilleures prévisions aujourd'hui en termes de programmes pourraient devoir évoluer durant la durée du cycle tarifaire. Il est donc plus que jamais nécessaire d'avoir la capacité de s'adapter pour être en mesure d'atteindre les objectifs.
- [103] Le Distributeur aura donc besoin d'une marge de manœuvre supplémentaire au cours des trois prochaines années pour s'adapter aux besoins de marché qui évoluent rapidement et qui nécessitent un ajustement en continu. L'objectif est de permettre une plus grande optimisation des programmes afin de notamment profiter de l'engouement suscité par certains, de répondre à des changements à l'écosystème, de s'ajuster en cas d'évolution des gains énergétiques associés aux programmes et d'être ainsi en mesure de rencontrer les ambitions du Plan d'action 2035. Le Distributeur soumet donc que, dans ce nouveau contexte de projection sur trois années, une approche prévisionnelle par programmes n'est plus appropriée.

- [104]** Une gestion par portefeuilles, l'un pour l'ÉE et l'autre pour la GDP, apparaît davantage adaptée à ce contexte, aux besoins du Distributeur, de sa clientèle ainsi qu'à ceux de l'écosystème de partenaires de marché. Ainsi, la présente demande budgétaire est présentée de façon globale pour les programmes d'ÉE et de GDP, respectivement pour les trois années visées par celle-ci. Une approche par portefeuilles permet à la Régie d'apprécier si les coûts sont justifiés et d'exercer sa compétence conformément au nouveau contexte réglementaire. Plus on avance dans les mesures d'ÉE, plus celles-ci sont dispendieuses. Les budgets demandés tiennent compte de cette réalité.

Il y a aussi une dynamique qui, je vous dirais, nous place dans une drôle de position, c'est-à-dire, comme vous l'avez identifié, puis comme on l'avait mentionné plus tôt, le ministère est responsable d'approuver les programmes. La Régie approuve l'enveloppe. Si on se retrouve à soumettre, en somme, les programmes des deux côtés, mais qu'on recevrait des réponses qui seraient différentes d'un côté ou de l'autre, ça nous place, nous, en tant que responsable de ces programmes-là, dans une drôle de position, où on se retrouverait peut-être à avoir des programmes que le ministère nous dit : oui, allez de l'avant, on voit que ça fait du sens. Mais si, de l'autre côté, après ça l'enveloppe, le budget qui serait spécifiquement associé ne serait pas approuvé, on se retrouve dans une drôle de situation. Avec une approche par portefeuille établi dans la méthodologie qu'on le fait, ça nous permet justement d'arrimer aussi ces intrants-là.

Jean-Pierre Croteau, N.S., Vol 5, p. 155.

- [105]** La Régie pourra suivre l'évolution des résultats des divers programmes dans le Rapport du Distributeur concernant les exigences de l'article 75.1 LRÉ et sera en mesure de poser les questions qu'elle juge nécessaire sur les programmes d'ÉE et de GDP.
- [106]** Le Distributeur est d'avis, bien qu'il ait fourni l'information détaillée par programmes à la demande de la Régie dans le présent dossier, que l'approche par portefeuilles est suffisante, dans le nouveau cadre réglementaire et le contexte de marché actuel, pour permettre à la Régie de fixer des tarifs justes et raisonnables.

Nous, on jugeait, en fait, puis on juge encore que l'approche par portefeuille, donc les demandes de budget par portefeuille puis l'information qui avait été présentée dans la demande initiale étaient suffisantes et pertinentes vu le changement de contexte, vu le besoin de flexibilité sur l'horizon de vingt-trois (23) ans, vu l'évolution aussi dans le marché en efficacité énergétique, en gestion de la pointe. Donc, pour cette fois-ci, vu qu'on est en transition suite à la demande de la Régie, on a volontarisé aussi des tests économiques puis des budgets par programme. Mais on juge que, à l'avenir, une approche par portefeuille pourrait être suffisante.

Marc-Antoine Baril, N.S. Vol. 4, p. 48.

- [107]** Il soumet que les budgets des programmes d'ÉE et de GDP soumis pour approbation ont été élaborés avec la même rigueur qu'auparavant et qu'il présente des résultats

d'analyses économiques par portefeuilles globalement positives et des analyses de sensibilité qui démontrent que les deux portefeuilles permettront de réaliser la transition énergétique tout en contribuant à exercer une pression à la baisse sur les tarifs

Donc, je comprends que vous entendez les arguments qu'on vous a présentés. Nous, notre position, c'est de dire que, dans la méthodologie de l'établissement de nos budgets, dans la rigueur qu'on met autour de tous ces travaux, puis dans les tests économiques qu'on soumet justement sur la grandeur de l'enveloppe, mais aussi sur les analyses de sensibilité qu'on fait sur les mêmes tests économiques, on est d'avis que vous avez les données requises pour être capable justement d'apprécier à sa juste valeur la proposition qu'on fait.

Jean-Pierre Croteau, N.S. Vol. 5, p. 151.

### Efficacité énergétique

**[108]** Le Distributeur présente pour les années couvertes par la présente révision tarifaire un budget totalisant 1 832,6 M\$ pour ses programmes d'ÉE, lesquels généreront des économies d'énergie de 4 652 GWh. Annuellement, le Distributeur demande à la Régie d'approuver, pour l'année 2026, un budget de 597,9 M\$, pour 2027 de 604,2 M\$ et pour 2028, 630,5 M\$.

**[109]** Suivant une question de la formation, le Distributeur affirme qu'une réduction budgétaire de 10 % aurait pour impact d'exiger une réallocation des budgets, de modifier des modalités de programme ou de freiner le déploiement de certains programmes pour optimiser les portefeuilles. Dans tous les cas, une coupure du budget aurait nécessairement pour impact de mettre à risque l'atteinte de la cible d'économies d'énergie sur le présent cycle tarifaire mais aussi de la cible de 21 TWh à l'horizon 2035, laquelle est intégrée à la cible de 255 TWh prévue à la Loi sur la gouvernance responsable.

Donc, bien dans cette optique-là, nous, comme on le demande aussi avec les nouveaux programmes, les bonifications aux programmes existants depuis le dépôt aussi de la demande initiale, ce que ça nous amènerait à faire, c'est de réallouer, réoptimiser, en fait, nos différentes modalités, nos différents programmes pour soit freiner, peut-être retirer certains programmes dans ce cas-là pour toujours viser de travailler à travers les balises de l'enveloppe, là, donc c'est sûr que ça amène à une réévaluation des gains des différentes modalités, des différents programmes, à ce niveau-là, on réajuste. Est-ce qu'il faut qu'on réalloue certains portefeuilles à des équipements plus performants?

Mais comme mon collègue le disait, à travers nos principes directeurs, on ne peut pas juste, dans notre logique d'affaires, on ne fait pas qu'allouer l'ensemble de nos portefeuilles aux fruits bas, je pense, il y a l'expression anglophone de « low-hanging fruit » où les équipements les plus performants, parce que nous, c'est sûr qu'en parallèle, on essaie de développer des nouveaux marchés. Comme sur les panneaux solaires, par exemple, où on veut aider le marché à se structurer. Donc, il y a une adhésion progressive. Donc, c'est là où est-ce qu'on équilibre tout

le temps à travers nos différents programmes. À ce niveau, bien, ça forcerait une réévaluation pour réallouer, pour travailler à travers les balises de l'enveloppe.

Marc-Antoine Baril, N.S., Vol. 5, p. 153-154.

- [110]** Ce risque est d'autant plus grand que les budgets soumis pour approbation n'incluent pas les budgets requis pour l'ensemble des programmes présentés dans le présent dossier. En effet, comme mentionné en preuve, certains programmes toujours en développement au moment du dépôt du dossier tarifaire seront déployés à l'intérieur des enveloppes budgétaires prévues.

Comme on l'a indiqué dans les DDR, on a d'autres programmes qu'on a continué à travailler et pour lesquels il y a encore des hypothèses qui ne sont pas confirmées, qui eux n'ont pas été intégrés directement dans l'enveloppe des portefeuilles. C'est d'ailleurs pour ça qu'on propose une approche par portefeuille.

Jean-Pierre Croteau, N.S., Vol. 3, p. 239.

- [111]** Dans ses analyses économiques, le Distributeur utilise les signaux de coûts évités de long terme en puissance et en énergie. Le Distributeur rappelle que ces tests économiques constituent un outil d'aide à la décision pour commercialiser, ou non, un programme d'ÉÉ. Ainsi, le Distributeur rappelle qu'il utilise le signal de coût évité de long terme en énergie comme intrant dans ses analyses économiques. Ce coût de 12,0 ¢/kWh, présenté à la page 5 de la pièce B-0012, est ainsi un proxy pour estimer la valeur du prochain kWh évité sans que cela ne l'engage à une source d'approvisionnement en particulier.
- [112]** De plus, le Distributeur a produit des analyses de sensibilité en support à ses tests économiques et le scénario défavorable, qui inclut de fortes variations de certains intrants, démontrent que même en présence de ces importantes variations, les tests économiques demeurent très favorables.
- [113]** Par ailleurs, le Distributeur a utilisé le signal de coût évité de long terme en énergie basé sur la méthodologie approuvée par la Régie dans sa décision D-2025-033 [147].
- [114]** Pour les programmes visant la clientèle MFR, la Régie a accepté que les tests économiques de ces programmes soient négatifs. Ces programmes ayant une vocation socio-économique plus large que celle des programmes conventionnels du Distributeur, de tels résultats sont acceptables selon les critères de la Régie exprimés dans la décision D-2007-012.
- [115]** Dans le cas du programme pour l'installation de panneaux solaires, le Distributeur estime que cet appui financier est calibré de manière à diminuer la période de retour sur l'investissement du client stimulant ainsi l'installation des panneaux solaires photovoltaïques au Québec. En effet, cette stimulation du marché pourrait engendrer une réduction des coûts d'acquisition et d'installation au cours des prochaines années

grâce à une solidification de l'écosystème local relié à cette filière et par le biais des effets d'apprentissage. Cette réduction anticipée des coûts pourrait avoir un impact positif sur la rentabilité pour les clients.

#### Modifications aux programmes et nouveautés

- [116]** Le portefeuille de programme sera bonifié au cours du cycle tarifaire. Le Distributeur a présenté les principales nouveautés, dont une offre pour les panneaux solaires, et les modifications aux programmes existants lors de son témoignage.

HQD-10, Document 2.2 ([B-0149](#)), p. 10.

- [117]** En ce qui a trait à la proposition du Distributeur de doubler la compensation pour combustible dans le programme ÉRA, le Distributeur soumet que c'est une mesure nécessaire pour éviter l'effritement du parc PUEÉ. Les coûts associés à cette mesure sont inclus à la rubrique Achats de combustible des revenus requis.

On a revu le programme, on a surtout revu l'adoption qui s'en faisait ou plutôt la stagnation et en fait même la... on avait une tendance à la baisse au niveau des programmes, le PUEÉ, qui est maintenant le ERA, aux Îles-de-la-Madeleine, on vivait une situation justement où on avait besoin de faire un ajustement important et rapide pour inverser cette tendance-là pour s'assurer que les clients ne s'éloignaient pas de cette offre de chauffage à combustible. Donc, c'est pour ça qu'on a doublé la compensation.

Jean-Pierre Croteau, N.S., Vol. 4, p. 34.

Réponse à la question 18.1 de la DDR n° 2 de la Régie ([B-0078](#)).

- [118]** De plus, les analyses économiques de la compensation pour combustible présentées à l'engagement n° 21 démontrent que la mesure est très avantageuse, tant pour le Distributeur que pour les clients.

- [119]** En lien avec la recommandation du ROÉÉ de jumeler la production photovoltaïque avec le stockage, le Distributeur mentionne qu'il veut y aller graduellement en donnant l'opportunité à l'écosystème de production photovoltaïque de se structurer. Le Distributeur a également admis qu'il pourrait y avoir une certaine forme de synergie entre la production photovoltaïque et le stockage. Toutefois, le Distributeur est d'avis que la rentabilité pour le client n'est pas encore suffisamment intéressante.

Donc, la proposition qu'on a aujourd'hui, au niveau du programme d'appui financier pour les panneaux solaires, n'inclut pas de subventions pour du stockage. Ça, c'est l'offre qu'on a aujourd'hui, c'est ce qu'on veut commencer à proposer à la clientèle pour faire un premier pas dans le solaire. On voit qu'il y a une certaine synergie à avoir des panneaux solaires et du stockage. On voit aussi que les clients pourraient décider d'avoir uniquement du solaire ou uniquement du stockage. Déjà aujourd'hui, techniquement, l'ensemble de la clientèle pourrait décider de s'équiper de ce type de technologie là. Donc, la proposition qu'on a sur la table, c'est

uniquement pour du solaire comme premier pas. On veut voir la réaction du marché, on veut voir comment le tout va s'adapter. Puis aussi une réalité de rentabilité, surtout au niveau du stockage, qui sur la base uniquement d'un déplacement de puissance n'est pas rentable.

[..]

Pour la portion d'évolution que vous mentionnez, sur la base des articles que vous avez là, comme je le mentionnais précédemment, c'est sûr qu'on regarde les technologies, et c'est sûr qu'on regarde aussi les coûts de ces technologies. Et autant du niveau des panneaux solaires que du stockage, ce sont deux technologies qui ont une érosion de prix depuis déjà plusieurs dizaines d'années, en fait. Donc, quand on fait la référence en disant qu'ils sont de plus en plus concurrentiels, mais, en somme, plus les prix vont baisser, plus la période de retour sur investissement va se raccourcir pour les clients, plus ça va devenir intéressant. C'est un peu l'esprit, là, de la réponse qui a été donnée ici.

Jean-Pierre Croteau, N.S. Vol 5, p. 65.

- [120]** Mentionnons que, malgré cette recommandation, le témoin du ROEE, à une question du régisseur Simard, a avoué ne pas avoir fait d'analyse économique du jumelage photovoltaïque/stockage. Il n'a pas non plus fait d'analyse de rentabilité pour le client.

Jean-Pierre Finet, N.S. Vol. 6, p. 217.

- [121]** Enfin, le Distributeur estime que la recommandation du RNCREQ d'exiger une étude de production solaire avant l'octroi d'appuis financiers est une mesure lourde qui ralentirait considérablement l'installation de panneaux solaires et la structuration du marché et que celle portant sur le suivi de la performance réelle des panneaux solaires pour chaque site est difficilement applicable dans la mesure où cette proposition nécessiterait du sous-mesurage chez la clientèle visée.

Je vais juste inverser ma réponse pour que ce soit plus facile. Parce que pour le point numéro 2, ça impliquerait d'avoir une capacité de sous-mesurage chez la clientèle. Ce qui n'est pas une solution qui est techniquement faisable pour nous, là. On n'a pas de sous-mesurage sur les usages qui sont chez la clientèle. Il faut garder en tête que, comme c'est de l'autoconsommation, si le client produit ces kilowattheures-là, il les consomme. Nous, on ne les voit pas. On perçoit, si on regarde la consommation globale du client, qu'il y aura une baisse de sa consommation énergétique, mais on ne peut pas confirmer exactement si c'est les panneaux solaires ou si c'est juste un changement dans son comportement chez la clientèle. Fait que portion numéro 2, donc ce n'est pas quelque chose que pour nous c'est faisable d'implémenter.

Pour la portion numéro 1, dans un monde idéal, on serait capable de traiter chacune des installations qu'on voudrait voir chez nos clients en cas unique, et accompagner le client de bout en bout sur tout, ce qui se fait pour s'assurer de maximiser ses capacités de production. Ça, c'est dans le monde idéal. Nos programmes doivent évoluer dans ce qu'est le monde réel. Encore une fois, je vous fais un parallèle avec les dossiers de thermopompe. On ne peut pas aller visiter cent pour cent (100 pour 100 %) des sites d'installation d'un équipement en

efficacité énergétique. Donc, c'est la même situation pour les dossiers de solaire. Une fois que ça c'est dit, c'est sûr que nous, on va faire un suivi de ce qu'on voit qui se déploie dans le marché. On est très intéressés à voir comment ça va se vivre. Puis si jamais, il y avait un requis de resserrer les règles d'affaires pour les subventions, pour s'assurer que c'est encore mieux, si on voit des pistes qui nous permettent de le faire, c'est sûr qu'on va les prendre. Mais aujourd'hui, les premières règles d'affaires qu'on veut faire, c'est justement d'y aller de façon un peu plus légère pour permettre aux marchés de commencer à se déployer, et non pas d'accompagner un appui financier tout de suite d'un frein, en ajoutant des requis qui serait extrêmement difficile, autant pour nous, à mettre en exploitation qu'au marché à supporter.

Jean-Pierre Croteau, N.S. Vol 4, p. 195.

- [122]** Le Distributeur a prévu, comme mentionné dans sa présentation, accompagner ses clients par le biais d'une offre d'aide en ligne et d'un guide de bonnes pratiques afin que ceux-ci puissent prendre des décisions éclairées et maximiser leur production d'énergie solaire.

#### Nature juridique du programme d'installation des panneaux solaires

- [123]** Le Distributeur souligne tout d'abord qu'un débat sur la nature juridique du programme d'installation des panneaux solaires constitue un faux enjeu qui ne fait qu'esquiver les avantages réels à long terme d'un tel programme notamment dans un contexte d'objectifs ambitieux de décarbonation et de transition énergétique.
- [124]** Pour le Distributeur, le programme de panneaux solaires ne constitue pas un approvisionnement. À l'affirmation du ROEE qui mentionne que le Distributeur a reconnu que l'autoproduction comme étant l'approvisionnement d'électricité, il faut recadrer le contexte dans lequel cette affirmation a été faite. Il ne s'agissait clairement pas d'un débat sur la nature juridique de la production photovoltaïque, mais plutôt sur la rémunération du solde de la banque de surplus de l'option de mesurage net. Or, la rémunération du solde de la banque de surplus participe à l'attrait du mesurage net et de l'autoproduction dans le sens d'autoconsommation.
- [125]** Pour le Distributeur, un client qui bénéficie du programme d'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction lui rend le même service qu'un client qui participe à un autre programme de son portfolio en EÉ, à savoir qu'il permet au Distributeur de réaliser une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles induisant par le fait même une réduction des besoins d'approvisionnement du Distributeur. Le programme d'installation de panneaux solaires n'est pas un programme de gestion de la consommation, mais bien un programme d'économies d'énergie.

Réponses aux questions 2.1.1 de la DDR n° 1 de la Régie ([B-0039](#)) et 20.1 de la DDR n° 1 de l'AHQ-ARQ ([B-0083](#)).

- [126] Le programme d'installation de panneaux solaires permettra au client de satisfaire ses besoins en électricité tout en réduisant la quantité d'électricité que le Distributeur doit lui livrer, grâce à l'autoproduction. Le programme contribuera également à l'objectif de réduction de la demande sur le réseau, ce qui est assimilé à une économie d'énergie (définition élargie privilégiée par le Distributeur dans le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique).
- [127] Dans le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique, et avec les nouvelles dispositions de la Loi sur la gouvernance responsable qui fixent la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1<sup>er</sup> janvier 2035, une définition large de l'ÉE s'avère appropriée. L'énergie solaire représente une opportunité pour répondre à une partie des besoins énergétiques québécois et un outil contribuant à l'atteinte des objectifs du Plan d'action 2035. Pour le Distributeur, le gain d'ÉE découlant de la réduction des ventes d'électricité associée à la production photovoltaïque du client destinée à ses propres besoins est le même que celui provenant des autres mesures d'ÉE, soit une réduction de la consommation du client,
- [128] Ainsi, la présentation des budgets et des impacts énergétiques incluant le programme d'installation de panneaux solaires se justifie sur la base de la définition élargie de l'ÉE proposée par le Distributeur. La mesure Panneaux solaires doit donc faire partie de son portefeuille afin d'encourager ses clients à utiliser l'électricité provenant d'une source alternative, lorsque c'est possible, permettant ainsi de réduire l'utilisation des ressources énergétiques existantes. De surcroît, conformément aux autres initiatives en EÉ, cette mesure résulte également en une baisse des ventes.
- [129] Une définition plus large de l'ÉE permet d'intégrer les gains énergétiques des clients qui se dotent d'équipements ou de technologies qui permettent au Distributeur de réaliser une économie dans l'utilisation de ses ressources énergétiques disponibles par rapport à une définition classique qui n'inclurait que l'offre d'appuis financiers pour des équipements ou technologies considérés comme efficaces lorsqu'ils sont comparés aux équipements standards.

#### Gestion de la demande de puissance (GDP)

- [130] Le Distributeur présente pour les années 2026, 2027 et 2028 des budgets totalisant respectivement 89,7 M\$, 91,2 M\$ et 91,4 M\$ pour ses programmes de GDP.
- [131] Le programme Thermostats intelligents à 0 \$, qui constitue une bonification au programme Hilo existant, est un outil offert aux clients pour pleinement profiter des options tarifaires de GDP et générer une réduction de la demande en puissance lors des événements de pointe.

Donc, il faut savoir que la meilleure façon pour un client d'être performant, pendant des événements de gestion de pointe, c'est d'avoir la meilleure technologie facilitante. Puis les appareils connectés sont vraiment la meilleure solution pour assurer la présence et la participation... et la performance, pardon, des clients pendant les événements de pointe.

Jean-Pierre Croteau, N.S. Vol 3, p. 192.

- [132]** Le Distributeur veut étendre la gamme de thermostats admissibles avec des équipements intelligents d'autres marques, compatibles avec l'écosystème de la centrale électrique virtuelle d'Hydro-Québec et a récemment ajouté à son offre les chauffe-eau interruptibles.

### Évaluation de programmes

- [133]** Le Distributeur a déposé un calendrier d'évaluation qui porte sur les principaux programmes de son offre pour les 3 types d'évaluation, soit les évaluations d'impact énergétique, de marché et de processus. Certaines évaluations d'impact énergétique seront réalisées à l'interne par une équipe distincte de celles responsables de la conception des programmes d'ÉÉ et de GDP assurant ainsi leur objectivité. La réalisation des évaluations de programmes à l'interne constitue une pratique bien établie, couramment mise en œuvre tant au sein des administrations provinciale et fédérale que chez d'autres distributeurs d'énergie au Canada.

Je comprends votre point de vue. Ceci étant dit, le modèle de faire des évaluations à l'interne n'est pas nouveau, tant dans le secteur de l'énergie, on peut penser [sic] à BC Hydro qui on [sic] fait une évaluation interne d'un programme qui s'apparente à l'OPI ici au Québec, ou même à l'intérieur des ministères du gouvernement du Québec, il y a des groupes d'évaluation de programme qui existent. Donc, la notion de réaliser les analyses d'impact énergétique à l'interne d'une organisation, il existe, c'est où le groupe se situe dans l'organigramme, il est aussi important pour assurer l'indépendance.

Puis c'est pour ça que je voulais vraiment que ce soit clair que ma direction est indépendante. Je ne me rapporte pas à mes collègues en conception de programmes. Je suis indépendant d'eux, donc je peux réaliser mes analyses de façon tout à fait indépendante.

Marc-André Lavigne, N.S., Vol. 5, p. 144.

- [134]** Le Distributeur rappelle que la méthodologie de l'évaluation interne des programmes est régulièrement revue par des instances d'audit interne et externe à des fins de reddition de compte.

Ceci étant dit, il y a d'autres rendre compte (...). Il y a des rendre compte ou des comités qui me « challenge » sur la méthodologie et les résultats, (...)

il y a aussi des audits qui sont faits à l'interne par notre groupe d'auditeurs et il y a des auditeurs externes. Donc, il y a plusieurs rendez-vous de vérification tout au long du processus.

Marc-André Lavigne, N.S., Vol. 5, p. 133.

- [135]** La réalisation de certaines évaluations d'impacts énergétiques à l'interne donne plus d'agilité et de flexibilité au Distributeur pour apporter rapidement, lorsque requis, les ajustements nécessaires à ses programmes pour les optimiser et ainsi maximiser leurs impacts énergétiques.

Encore une fois, je veux juste ramener devant l'ampleur du défi devant nous. On a besoin d'une vélocité, puis malheureusement, d'aller à l'externe, je peux vous garantir que je n'aurais pas pu amener les chiffres qu'on a mis en DDR sur la performance des thermopompes si on était à l'externe. Cette analyse-là nous a pris à peu près deux mois à réaliser et prendrait entre six et huit mois si on envoyait à l'externe, en incluant tout le processus d'appel d'offres.

Donc, il y a un gain en temps et argent et ça, j'en suis convaincu de ramener ça à l'interne, puis je crois qu'on peut adresser vos inquiétudes par le biais de DDR ou de rencontre de travail pour vous montrer...

Marc-André Lavigne, N.S., Vol. 5, p. 144-145.

#### Marge de dépassement budgétaire de 15 %

- [136]** Le Distributeur rappelle que la marge de dépassement budgétaire annuelle a été accordée dans la décision D-2019-088 et s'appliquait dans un contexte où la Régie autorisait au préalable, dans le cadre du Plan directeur de TEQ, les programmes et coûts associés, sur un horizon de cinq ans. Or, cette disposition n'est plus adaptée au nouveau contexte réglementaire qui prévoit une approbation des programmes par le MELCCFP (et non par la Régie), ainsi qu'un cycle tarifaire de trois ans, un mécanisme de traitement des surplus ou manques à gagner cumulés et la possibilité de lissage des tarifs. Ainsi, dans le présent contexte réglementaire, il n'y a pas lieu de fixer un plafond de 15 % de dépassement budgétaire.

Réponse à la question 1.1 de la DDR n° 1 de la Régie ([B-0039](#)).

- [137]** Le Distributeur préconise plutôt une approche par portefeuilles qui lui permettra d'adapter son offre au cours du cycle tarifaire et de profiter des opportunités de marché, tout en travaillant avec les balises du budget qui sera accordé. Les écarts entre les prévisions au présent dossier et les résultats réels cumulés au terme du cycle pourront être traités par le MTSM.

En fait, ce qu'on propose, puis ce qu'on comprend du cadre également, on a travaillé avec la même rigueur. On veut travailler à travers des balises de l'enveloppe ou du budget qui nous sera accordé. Après, s'il y avait des écarts par rapport à ce qu'on va réaliser, de notre compréhension, c'est que ça serait pris par

le MTSM, donc le mécanisme de traitement des surplus et manques à gagner – si ma mémoire ne fait pas défaut - dont les modalités restent à définir dans un dossier qui est séparé. Donc, notre posture était plus pour celle-ci. Ce n'était pas une opposition formelle au quinze pour cent (15 %).

Marc-Antoine Baril, N.S., Vol. 5, p. 136.

- [138]** L'approbation des budgets des programmes d'ÉÉ et de GDP par la Régie ne se compare aucunement au processus d'autorisation préalable des projets majeurs d'investissements du Transporteur qui prévoit un suivi auprès de la Régie advenant un dépassement des coûts totaux supérieur à 15% des montants approuvés par la Régie. Il s'agit ici d'approuver des budgets et non d'autorisation préalable d'un projet.

[363] La Régie réitère que les dépassements de coûts supérieurs à 15 % doivent être dénoncés, conformément à la décision D-2014-035<sup>162</sup>. Elle s'attend, lorsque des modifications substantielles, comme un dépassement de coûts, sont apportées à un projet d'investissement, à ce que le Transporteur rende cette information disponible le plus tôt possible, afin qu'elle soit en mesure de soulever, le cas échéant, toute question liée à l'absence d'autorisation ou à la prudence des sommes que le Transporteur prévoit engager.

Voir la décision [D-2017-021](#) (R-3981-2016).

#### Revenus d'unités de conformité

- [139]** La recharge de véhicules électriques permet de générer et commercialiser des unités de conformité qui représentent une source de revenus pour le Distributeur. Aucun revenu n'est prévu pour les années témoins en raison de l'incertitude entourant le contexte économique actuel et le maintien du Règlement sur les combustibles propres pour les années à venir. Le mécanisme de traitement des surplus ou des manques à gagner prévu à l'article 52.3 de la LRÉ capterait d'éventuels revenus sur le cycle de révision tarifaire.

Je vais quand même juste préciser, je n'ai pas l'information précise avec les données réelles à ce jour. Par contre, quand on fait une prévision, il y a quelque chose d'important, c'est de s'assurer d'avoir une assurance raisonnable qu'on va pouvoir commercialiser ces unités de conformité là. Actuellement, comme on l'a dit dans le dossier, il y a de l'incertitude au niveau politique, économique. On n'a pas cette assurance-là que, en deux mille vingt-six (2026), vingt-sept (2027) et vingt-huit (2028), on va pouvoir commercialiser ces unités-là et surtout à ces prix-là, considérant qu'il y a des modifications au Règlement des combustibles propres qui s'en viennent. Donc, on n'est pas capable d'anticiper l'importance de ces changements-là sur l'offre et la demande. Donc, ça va avoir un fort impact probablement sur le prix, qui est très volatil, soit dit en passant. On ne peut pas prendre une fenêtre précise, c'est un prix qui peut osciller de façon importante dans une même année.

Manon Anctil, NS, Vol. 2, p-41-42.

Dans le fond, dans le contexte des ventes d'unités de conformité, ça reste des conditions de marché, le Distributeur est libre de vendre ou de ne pas vendre, et il va vendre à des conditions qui seront favorables assurément. Mais aujourd'hui, dans le contexte où le règlement risque de changer fortement par l'introduction de... peut-être de nouvelles unités de conformité, augmentation de l'offre, réduction des prix potentielle, donc par conservatisme, ça a été la position du Distributeur de dire : « Dans le contexte où le marché est très changeant encore même si le règlement existe, que, par prudence, qu'il était plus prudent de ne pas prévoir de revenus à cet effet-là pour les trois prochaines années. » C'est la position qu'on a prise.

Luc Dubé, NS, Vol. 2, p-44-45.

Voir également les réponses aux questions série 6 de la DDR de FCEI ([B-0085](#)).

### **RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE**

- [140]** Le Distributeur présente la répartition du coût de service par catégories de consommateurs pour les années 2026, 2027 et 2028 aux pièces révisées HQD-5, Documents 1.1, 1.2 et 1.3. Il n'apporte aucune modification à la méthode de répartition du coût de service autorisée par la Régie selon la décision [D-2025-033](#), tout en tenant compte des adaptations nécessaires à un cycle tarifaire s'étalant sur 3 ans.
- [141]** D'ailleurs, le choix méthodologique du Distributeur de maintenir constant sur le cycle tarifaire le facteur de répartition du nombre d'abonnements (FR8) est justifié par le fait que la répartition des poids relatifs par catégories de consommateurs ne devrait pas subir de fluctuations matérielles sur la période 2026-2028. Il est ici important de comprendre que le maintien de la proportion relative de chaque catégorie de consommateurs ne veut pas dire que le nombre d'abonnements par catégories de consommateur est constant sur le cycle tarifaire.
- [142]** Avec respect, le Distributeur ne partage pas la compréhension de l'AQCIE-CIFQ, et ce, malgré les multitudes de réponses fournies autant en réponse à la demande de renseignements de l'intervenant et les engagements lors de l'audience. En effet, le Distributeur n'avance pas que le nombre d'abonnements par catégories de consommateurs demeurera fixe sur la période 2026-2026 mais plutôt que le facteur de répartition FR 8 (proportion relative du nombre d'abonnements par catégorie de consommateurs) demeurera stable.
- [143]** Également, le Distributeur tient à rappeler que son approche est cohérente avec celle utilisée dans les dossiers tarifaires antérieurs. Pour rappel, les données relatives au nombre d'abonnements utilisés étaient celles de l'année historique de l'année tarifaire

visée et non des données prévisionnelles du nombre d'abonnements des années témoins visées.

## **STRATÉGIE TARIFAIRE**

- [144] Les revenus additionnels requis sont de 554,9 M\$ en 2026, 587,3 M\$ en 2027 et 624,9 M\$ en 2028 comme présenté au tableau A-1 de l'annexe A de la pièce HQD-1, Document 1.
- [145] Une hausse tarifaire moyenne fixe de 4,0 % pour les trois années du cycle tarifaire est nécessaire afin de récupérer la totalité des revenus requis des années 2026 à 2028. Le Distributeur propose de décliner cette hausse tarifaire moyenne par catégories de consommateurs comme suit :
- 3,0 % annuellement pour les clients aux tarifs domestiques ;
  - 4,8 % annuellement pour les clients aux tarifs généraux et les clients industriels de grande puissance au tarif L.
- [146] Le Distributeur propose l'application d'une stratégie de lissage des hausses pour les clients aux tarifs généraux et industriels tel que d'ailleurs prévu au décret.

### Tarifs domestiques

#### *Plafonnement à 3 %*

- [147] La hausse tarifaire pour la clientèle domestique est conforme à la volonté d'Hydro-Québec de poursuivre son engagement de maintenir les tarifs abordables pour l'ensemble des ménages québécois, tel qu'énoncé dans le Plan d'action 2035, ainsi que la volonté du gouvernement du Québec de limiter la hausse des tarifs de distribution d'électricité à 3 % pour la clientèle domestique.
- [148] Tel que précédemment mentionné, le décret 1239-2025 du 7 octobre 2025 s'impose à la Régie.

#### *Hausse uniforme des composantes des tarifs domestiques*

- [149] Le Distributeur propose d'appliquer les hausses pour les années 2026, 2027 et 2028 sur les prix de l'énergie et de puissance afin d'allouer la hausse aux composantes du tarif sur lesquelles les consommateurs peuvent agir et ainsi encourager les clients domestiques à revoir toute leur consommation, en cohérence avec le contexte de transition énergétique.

- [150] Quant aux frais d'accès, il est proposé de maintenir leur prix au niveau de celui du 1<sup>er</sup> avril 2025, protégeant ainsi les petits consommateurs et les ménages à faible revenu (MFR).

Ménages à faible revenu (« MFR »)

- [151] Le Distributeur poursuit ses efforts afin de soutenir les MFR en développant des services adaptés, notamment en collaboration avec les différentes associations de consommateurs. Les mesures d'assouplissement pour accommoder les ménages à modestes revenus de 2025 sont reconduites pour les années 2026 et 2027.

Tarifs généraux et industriels

- [152] Le Distributeur propose pour les trois années du cycle tarifaire une hausse appliquée uniformément sur les prix de l'énergie et de puissance. Quant à la stratégie de lissage, elle permet de récupérer entièrement les revenus requis tout en assurant la stabilité et la prévisibilité des hausses pour ces clients.
- [153] Suivant l'article 22.0.0.2 de la LHQ, la hausse proposée du tarif L reflète la fin de l'exemption, pour ce tarif, de l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale à compter de l'année 2026.

Tarif pour les surconsommateurs

- [154] Le Distributeur présente au présent dossier sa demande pour un tarif pour les surconsommateurs, le tarif DS, applicable au 1<sup>er</sup> avril 2027. Cette proposition s'inscrit en conformité avec la priorité 2 du Plan d'action 2035 qui vise à favoriser une meilleure consommation de l'énergie, notamment en incitant l'adoption de mesures d'ÉÉ et en envoyant un meilleur signal de prix à la clientèle plus énergivore.
- [155] Le tarif s'appliquera, à l'exception des clients MFR, à l'ensemble de la clientèle domestique dont la consommation atteindrait le seuil annuel de 50 MWh. Les clients MFR seront exclus sur simple auto-déclaration.
- [156] La structure proposée est basée sur celle du tarif D à laquelle s'ajouterait une 3<sup>e</sup> tranche, facturée à un prix plus élevé. Lors de la première année d'application, le prix de la 3<sup>e</sup> tranche est calibré de telle sorte que la facture moyenne de cette catégorie de clients nouvellement définie soit de 2 % supérieure à la facture moyenne de cette même catégorie calculée au tarif D. Pour les années subséquentes, les composantes du tarif suivront la même évolution que celles du tarif D, mise à part la 3<sup>e</sup> tranche dont l'ajustement sera majoré de 2 % annuellement au-delà de l'indexation du prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D.

- [157] La préservation de la structure du tarif D pour les deux premières tranches de consommation permet de facturer à prix plus élevé uniquement la consommation la plus importante. De plus, elle facilite la compréhension du tarif pour les clients en reproduisant la structure de leur tarif actuel.
- [158] Le Distributeur a opté pour la création d'un tarif distinct plutôt que le simple ajout d'une 3<sup>e</sup> tranche au tarif D puisque cette approche permet d'assurer que seuls les clients dont la consommation annuelle atteint 50 MWh seront touchés. En ajoutant une 3<sup>e</sup> tranche au tarif D, des clients dont la consommation annuelle est inférieure au seuil visé auraient vraisemblablement été affectés par la 3<sup>e</sup> tranche, par exemple au cours de la période de chauffage.
- [159] La surconsommation contribue naturellement à l'accroissement des besoins en approvisionnements du Distributeur. Comme les coûts évités sont largement supérieurs au coût moyen d'approvisionnement, cette surconsommation cause une hausse du coût moyen de l'électricité, et, par conséquent, exerce une pression sur les tarifs pour l'ensemble de la clientèle. Il importe au Distributeur d'envoyer un signal clair aux surconsommateurs qu'ils devront payer plus cher leur électricité afin de les inciter à faire une meilleure gestion de leur consommation.
- [160] Tous les clients optant pour un tarif domestique bénéficient des avantages inhérents à ces tarifs, notamment un interfinancement favorable. Toutefois, ces avantages sont accompagnés de l'ensemble des modalités applicables aux tarifs en question. Ces modalités incluent l'application du tarif DS dès lors que la consommation annuelle atteint 50 MWh.
- [161] En ce qui concerne la clientèle agricole, le Distributeur réitère que le tarif DS cible les grands consommateurs domestiques indépendamment de l'usage qu'ils en font. Il est mis en place pour inciter la clientèle à repenser sa consommation.

Le Distributeur n'a pas forcément ni la connaissance ni ne porte de jugement sur les usages qui sont faits par cette clientèle-là. Donc, nous avons fixé un seuil à partir duquel le tarif s'applique, un seuil qui est jugé raisonnable vu qu'il représente encore une fois à peu près trois fois la consommation d'une clientèle moyenne au tarif domestique et la clientèle DP également. Donc, on a fixé une limite, puis on applique ça à toute la clientèle qui est concernée, indépendamment de l'usage qu'ils en font.

[...]

Je comprends votre point, mais je ne pense pas que, même pour la clientèle domestique, je ne pense pas que le gaspillage d'énergie soit un objectif d'un consommateur. Donc, on n'a pas pour objectif de surconsommer ou de gaspiller, si j'emploie votre terme. Les critères qui ont fait qu'on considère un surconsommateur à partir d'un certain seuil s'appliquent, encore une fois, quelque soit l'usage. On ne porte pas de jugement. On est agnostique à ce qui se passe

derrière. On regarde tous les clients et on se comporte de la même manière avec toute la clientèle domestique.

Sarah Trabelsi, N.S., Vol. 3, pp. 202 à 204.

- [162]** Quant à l'argument soulevé par un intervenant sur la causalité des coûts, le Distributeur souligne que l'article 51 de la LRÉ a été abrogé. De plus, l'article 49 al. 4 de la LRÉ prévoit désormais que lorsqu'elle fixe un tarif, la Régie peut utiliser toute autre méthode ou tenir compte de tout autre élément pour notamment favoriser la réalisation de la transition énergétique. Or, le tarif DS, lequel vise à induire les bons comportements et favoriser l'adoption de mesures d'ÉE en envoyant un signal de prix à la clientèle plus énergivore, s'inscrit clairement dans la réalisation de la transition énergétique.
- [163]** Le Distributeur demande également à la Régie d'abroger le tarif DP. Les clients au tarif DP seront migrés au tarif D ou au tarif DS, selon ce qui est applicable.
- [164]** Le maintien du tarif DP, pour le faible nombre de clients dont la puissance excède le seuil d'application mais dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh, aurait été inutilement complexe. Il aurait en effet nécessité la vérification de deux critères pour l'application du tarif (puissance et énergie) et complexifié les règles de transfert entre les tarifs DS, D et DP. Le Distributeur considère que la complexité de ces multiples seuils aurait entravé la communication efficace avec ses clients.

Fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance

- [165]** Le Distributeur propose de fermer l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à toute nouvelle inscription à partir du 31 mars 2026 et entend encourager la clientèle à migrer vers le tarif Flex. Cette proposition est cohérente avec la stratégie du Distributeur de privilégier les options mesurées vu leurs avantages.
- [166]** En effet, un tarif mesuré élimine la complexité liée à l'estimation de la référence, rendant le tarif plus compréhensible et transparent pour la clientèle. Il permet d'assurer une rémunération qui reflète la juste valeur de l'effacement. Les ajustements apportés à l'option de crédit hivernal au dossier R-4270-2024 visaient à limiter les enjeux liés à l'altération de la référence, sans toutefois les éliminer complètement.
- [167]** Le GRAME souligne d'ailleurs qu'il est souhaitable que le Distributeur puisse se fier sur des clients davantage engagés, ce que favorisent les tarifs Flex.

[...] Évidemment, il y avait des moins bienveillants qui s'organisaient pour faire plus de sous puis de crédits, ils comprenaient un peu comment ça marche. Donc, il y avait toute cette question-là autour des discussions. Et j'avoue que je me suis laissée convaincre par le Distributeur que le tarif Flex D, qu'on attendait depuis quinze (15) ans, on attend un tarif comme ça, le GRAME, t'sais, on prenait position pour le projet, alors juste aller plus loin avec ça, là. Ce n'est pas quelques cent entre la pointe, puis la repointe que vous allez avoir un résultat, là. Vous mettez la barre plus haute que ça.

Là, on est rendu là. Donc, on s'est dit, c'est un beau risque, parce que, et on ne pense pas que le Distributeur a pris un risque de façon sans réfléchir ici. Ça fait longtemps que bon, les deux tarifs sont là, côte à côte, et là, tout d'un coup, il a commencé à faire de la publicité et tout ça, à embarquer des gens dans le Flex D, puis ça fonctionne.

Alors, peut-être qu'à un certain point, il est temps de dire, O.K., on arrête ça cette année ou l'année prochaine, à quel moment on prend la décision de dire, c'est ça qu'on veut. On veut quelque chose de solide. On ne veut pas des gens qui disent, ah, finalement, ça ne me tente pas, je ne m'efface pas aujourd'hui, parce que je n'ai pas de pénalité. Donc, on veut plus des clients qui vont s'engager à vraiment, à répondre aux besoins de la pointe. Donc, c'est ça.

Et là, on avait un autre bémol dans notre rapport sur la clientèle de petite puissance. On n'avait pas vu de croissance dans les inscriptions, là. C'est comme, c'est récent. Et là, on a requestionné le Distributeur au Panel 2, et les informations qu'ils nous ont données nous amènent à conclure que - allons-y, allons-y également pour fermer le crédit hivernal pour la petite puissance.

Nicole Moreau, N.S., Vol. 6, pp. 229 à 231.

- [168] Le Distributeur souligne qu'il reste confiant que la fermeture de l'option de crédit hivernal ne devrait pas affecter le bilan de puissance. En effet, même si les inscriptions à l'option de crédit hivernal se terminent, les MW effacés à la pointe associés à sa base de clients existants devraient globalement demeurer, et ce, malgré une attrition naturelle liée aux retraits et déménagements.
- [169] Le Distributeur mise également sur la pénétration de la technologie connectée chez les clients grâce à son offre de thermostats intelligents à 0 \$, combinée au tarif Flex D. Cette stratégie a pour objectif d'offrir aux clients l'outil nécessaire pour renforcer leurs capacités à s'effacer en période de pointe et de mitiger ainsi le risque, notamment pour les ménages à faible revenu.

### **MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE**

- [170] Dans la poursuite de ses efforts afin de migrer la clientèle vers la Facture Internet, le Distributeur propose au présent dossier d'introduire des frais pour les clients maintenant ou optant pour la transmission de la facture papier. En matière de

facturation, le service de base ou l'offre de référence du Distributeur deviendrait ainsi l'utilisation des services Web, c'est-à-dire la Facture Internet.

HQD-2, Document 2.4 ([B-0009](#)), page 7.

On veut également confirmer les services Web comme étant le service gratuit en matière d'abonnement. On l'a fait il y a quelques années pour l'introduction de l'abonnement, la gratuité de l'abonnement via le portail client. Alors, c'est un peu dans cette même continuité, là, qu'on veut renforcer nos services Web en matière d'abonnement.

Lara Tabbakh, N.S. vol. 3, pages 198-199.

- [171]** Les coûts postaux en lien avec la transmission des factures papier n'ont jamais été aussi élevés, et ce, malgré un taux d'adhésion à la Facture Internet qui n'a jamais été aussi élevé et un nombre d'envois postaux qui n'a jamais été aussi faible. En effet, entre 2016 et 2025, les coûts postaux ont augmenté de 8 %, malgré une diminution des envois de factures d'environ 35 %.

HQD-2, Document 2.4 ([B-0009](#)), page 7.

On constate une hausse marquée des coûts des frais postaux sur une période de dix (10) ans. Par exemple, en deux mille seize (2016), Hydro-Québec, le Distributeur, dépensait plus de dix-neuf 20 millions de dollars (19 M\$) pour vingt-trois virgule trois millions (23,3 M) d'envois. En deux mille vingt-cinq (2025), on dépensait plus de vingt virgule cinq millions de dollars (20,5 M\$) pour quatorze virgule sept millions (14,7) d'envois.

Lara Tabbakh, N.S. vol. 3, page 196.

- [172]** Le Distributeur estime que ses efforts, depuis 2016, afin d'inciter ses clients à passer à la Facture Internet ont porté fruits. La proportion de clients adhérant à la Facture Internet étant passé de 30 % en 2016 à environ 68 % en juin 2025. Aujourd'hui, le taux d'adhésion est d'environ 73 %.

Réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements no 1 d'OC pièce HQD-8, Document 6.1 ([B-0087](#)), pages 19-20.

Alors, comme indiqué, de deux mille seize (2016) à deux mille vingt (2020), on a fait des campagnes d'envergure, là, on parle de campagnes où il y avait des tirages, des prix, et caetera, pour inciter les gens à migrer. Par la suite, de deux mille vingt (2020) à deux mille vingt-cinq (2025), le Distributeur n'a pas chômé. On a fait de la promotion également, alors, de différentes façons, pour inciter la clientèle à adhérer à la facture Internet. C'était soit via le service à la clientèle, il y avait un message, des informations en ce sens. Il y a eu des encarts aussi à la facture, il y a eu des messages, des avis dans les enveloppes. Donc, pendant les cinq années, là, de deux mille vingt (2020) à deux mille vingt-cinq (2025), il y a eu

plusieurs mesures qui ont été faites du côté du Distributeur pour inciter la clientèle à migrer à la facture Internet. Donc, en termes de messages de publicité et de promotions, on n'a pas chômé.

Lara Tabbakh, N.S. vol. 4, p. 68-69.

- [173]** Le Distributeur estime toutefois que de nouvelles campagnes publicitaires ne permettraient que d'aller chercher un nombre marginal de nouveaux adhérents à la Facture Internet. En effet, une proportion importante des clients recevant la facture papier n'est pas intéressée à migrer à la Facture Internet, et ce, même si des frais devaient être facturés. De plus, une vigie faite par le Distributeur lui confirme que la réalisation de campagnes de promotions n'est plus une pratique courante des entreprises pour inciter les clients à migrer à la Facture Internet.

HQD-2, Document 2.4 ([B-0009](#)), pages 7 et 8.

Réponses aux questions 4.5 et 4.6 de la demande de renseignements no 1 d'OC, pièce HQD-8, Document 6.1 ([B-0087](#)), pages 22 à 24.

Alors, comme je disais, là, plus tôt, hier, donc avec notre mesure, on sait, on a calculé, un certain nombre de clients qui bénéficieraient des cas d'exemption, près de quatre cent quatre-vingt mille clients. Et ensuite, certains, selon nos sondages, il y a une certaine proportion également qui, si un frais était ajouté, pourrait basculer à la facture Internet. Par contre, il reste une minorité de clients qui souhaite conserver ce service nonobstant un frais supplémentaire. Donc, qu'on ajoute une campagne ou qu'on fasse plus de publicité, on ne sera pas en mesure d'aller inciter cette clientèle-là. On parle d'une centaine de mille de clients à basculer à la facture Internet.

Lara Tabbakh, N.S., vol. 5, pages 167-168.

Donc, comme je répète, là, des raisons économiques qui justifient le fait de ne pas refaire de campagne publicitaire, que les bénéfices escomptés seraient mitigés. Puis également, on a fait une vigie auprès des autres compagnies, là, et il n'y a plus vraiment d'entreprises qui font de ce type de campagnes là pour inciter la clientèle à migrer.

Lara Tabbakh, N.S., vol. 5, pages 167-168.

- [174]** En réponse à une demande de renseignements d'OC, le Distributeur a également mentionné que la proportion d'adhésion à la Facture Internet des clients résidentiels s'étant identifiés auprès de lui comme étant à faible revenu est très similaire à celle de l'ensemble des clients.

Réponse à la question 4.6.3 de la demande de renseignements n° 1 d'OC, pièce HQD-8, Document 6.1 ([B-0087](#)), page 25.

- [175]** À la lumière de ce contexte, le Distributeur juge que la mutualisation des frais associés à la transmission de la facture papier n'est plus de mise et qu'il est désormais approprié de faire évoluer son offre de référence vers la Facture internet, sur la base notamment du principe de l'utilisateur-payeur reconnu par la Régie.

Bien, d'abord, l'augmentation des coûts, première raison. Ensuite, nous souhaitons... Là, on est à une majorité. C'est le concept de l'utilisateur payeur. Donc, on est à près de soixante-treize pour cent (73 %) de la clientèle à la facture Internet. Donc, c'est une majorité qui subventionne un service qui est utilisé par une minorité.

Lara Tabbakh, N.S. vol. 4, page 76.

- [176]** L'application de ses frais permettrait au Distributeur de percevoir un montant d'environ 3 M\$ et d'économiser environ 9 M\$ en coûts postaux annuellement, et ce, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

Pièce HQD-2, Document 2.4 ([B-0009](#)), page 9.

- [177]** Les frais proposés seraient appliqués 6 mois après l'entrée en vigueur des CS. Le Distributeur entreprendra des démarches pour informer les clients de l'entrée en vigueur des frais pour la transmission de la facture papier et de la possibilité d'en être exempté.

Réponse à la question 4.10 de la demande de renseignements n° 1 d'OC, pièce HQD-8, Document 6.1 ([B-0087](#)), page 28.

- [178]** Le principe d'utilisateur-payeur serait modulé par la présence de situations d'exception. Les clients qui sont dans l'une ou l'autre des situations d'exception pourront contacter le Distributeur afin de bénéficier de la facture papier sans frais : personnes âgées de 75 ans ou plus et personnes n'ayant pas accès à un service Internet ou de données mobiles à domicile. Aucune preuve ne serait exigée à ces clients, le Distributeur se fiant à leur bonne foi.

HQD-2, Document 2.4 ([B-0009](#)), page 8.

Lara Tabbakh, N.S., vol. 3, p. 198.

Lara Tabbakh, N.S., vol. 4, p. 82.

- [179]** De plus, le Distributeur se réserve également le droit de ne pas appliquer de frais pour certaines autres situations particulières, dont un problème d'accès informatiques causés par le Distributeur ou une situation de handicap physique ou visuelle limitant l'accès à la Facture Internet.

HQD-2, Document 2.4 ([B-0009](#)), pages 8 et 17.

On va apporter... Ici, ça va s'appliquer avec souplesse. Quand on parle de problèmes informatiques, comme je l'ai précisé, les problèmes doivent provenir d'Hydro-Québec. On ne pourra pas commencer à recevoir des appels des gens qui ont des problèmes avec leur ordinateur, qui ne peuvent pas télécharger et on va leur exempter. Ça ne fonctionne pas, il faut que ça provienne d'Hydro-Québec. Pour les situations d'handicap, c'est une situation particulière qu'on pourra vraiment regarder avec souplesse. On ne demande pas des preuves aux clients. Ils pourront appeler le service à la clientèle et ils pourront être exemptés, s'ils ont un besoin, là, de conserver la facture papier. Donc, il n'y a pas de liste exhaustive. On va l'appliquer avec souplesse.

Lara Tabbakh, N.S. vol. 4, page 84.

- [180]** Ce choix est un élément qui distingue la proposition du Distributeur de ce qui est fait pas les entreprises de télécommunications, avec lesquelles le client ne peut opter pour la facture papier s'il n'est pas dans l'une ou l'autre des situations d'exceptions autorisées par le CRTC.

Ce qu'on souhaite faire aujourd'hui, c'est d'offrir un choix à nos clients. Donc, vous avez le choix tout à fait gratuit de migrer à la facture Internet. Vous avez le choix de conserver le service de la facture papier moyennant un frais. Et il y a certains cas d'exemption. Alors, c'est un choix. Si on regarde ce que les entreprises de télécom font, au niveau du CRTC, ils n'ont pas ce choix. Alors, c'est facture Internet pour tous, sous réserve de cas d'exception. Alors, nous, ce qu'on souhaite, c'est : on offre cette option aux clients moyennant un frais.

Lara Tabbakh, N.S., vol. 4, p. 77.

Au niveau du CRTC, les télécommunications, les entreprises de télécom aujourd'hui, bien, en fait, leurs services de base se passent sur Internet sous réserve de quelques exceptions. C'est une mesure qui est un peu plus restrictive que celle qu'on propose aujourd'hui parce que l'option ici c'est Internet ou exception. Nous, on se dit : « On peut le conserver la facture papier moyennant un frais », c'est un choix qu'on offre aux clients.

Lara Tabbakh, N.S., vol. 5, p. 172-173.

- [181]** L'offre de référence ou le service de base du Distributeur n'est pas statique et est appelé à évoluer au fil du temps, notamment en fonction du développement et de l'utilisation des technologies.
- [182]** À cet effet, deux exemples peuvent être mentionnés : les frais facturés dans le cadre d'une demande d'abonnement et l'option de retrait. Le Distributeur considère que sa proposition dans le présent dossier est cohérente avec ces deux situations, lesquelles ont été approuvées par la Régie en 2017 et en 2012.

- [183]** Dans sa décision D-2017-118, la Régie a approuvé la proposition du Distributeur visant à ne pas facturer de frais au client pour sa demande d'abonnement complétée au moyen d'un des libres-services, dont le Web. Avec cette proposition, le Distributeur souhaitait non seulement tirer profit des technologies, mais également augmenter l'autonomie du client dans la gestion de ses comptes et établir les services Web comme son offre de référence en matière de demandes d'abonnement. Cette proposition avait, en outre, l'avantage d'envoyer un signal à sa clientèle pour l'inciter à utiliser les services Web du Distributeur.

[68] La Régie considère que la gratuité constitue un moyen efficace pour renforcer l'incitatif pour le client d'utiliser les libres-services.

[...]

[71] Enfin, lorsqu'il ne sera pas possible d'utiliser les libres-services pour une raison liée au Distributeur, le Régie note qu'aucuns frais ne seront facturés.

[D-2017-118](#) (R-3964-2016, phase 1).

- [184]** Le Distributeur fait également un parallèle avec les frais qui sont facturés aux clients qui optent pour un compteur non communicant.

[92] La Régie rappelle que l'Option de retrait répondra au choix personnel de ceux qui ne voudront pas se prévaloir de l'offre de référence du Distributeur qui consiste à installer des CNG sur tout le territoire qu'il dessert. Cette Option de retrait peut être exercée en tout temps, sans qu'aucune justification soit exigée par le Distributeur.

[93] La Régie est d'avis que l'Option de retrait, étant une mesure d'exception, s'inscrit en dehors du cadre de l'offre de référence.

[94] En ce qui a trait au principe du demandeur-payeur, la Régie partage l'avis du Distributeur ainsi que de la FCEI, d'OC, du GRAME et de l'UMQ voulant que ce principe s'applique à l'exercice de l'Option de retrait, puisqu'il s'agit d'un choix personnel d'un client auquel doit être associé l'obligation d'en assumer les coûts. En ce qui a trait à l'application de ce principe, la Régie en traite à la section 5 de la présente décision.

[D-2012-128](#) (R-3788-2012).

- [185]** Le Distributeur est donc d'avis que la technologie mature en place, le bassin limité de clients souhaitant migrer à la Facture Internet et le taux d'adhésion d'environ 73 % à la Facture Internet, notamment, sont non seulement suffisants, mais également raisonnables pour justifier la Facture Internet comme service de base en matière de facturation selon le principe de l'utilisateur-payeur reconnu par la Régie.

On a atteint un seuil de soixante-treize pour cent (73 %) d'adhésion à la facture Internet, on souhaite fortement que le service Internet devienne le service de base d'Hydro-Québec. On croit que la facture Internet... en fait, on a atteint un taux d'adhésion qui pourrait justifier une mesure de ce type. [...] Et on se demande, bon, bien à soixante-treize pour cent (73 %), jusqu'à quel niveau vous souhaiteriez que le Distributeur atteigne la proportion? Quelle serait la proportion requise, là, pour faire en sorte que le service de base devienne... bascule sur Internet, là?

Lara Tabbakh, N.S. Vol. 5, p. 169-170.

## **CONCLUSION**

**[186]** Le Distributeur soutient que sa preuve est complète et probante.

### **PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :**

**ACCUEILLIR** la présente demande selon la preuve du Distributeur ;

**RENDRE**, toute ordonnance nécessaire à la fixation, la modification et l'établissement des tarifs et des conditions du Distributeur ;

**RENDRE** une ordonnance de confidentialité sans restriction quant à sa durée et **INTERDIRE** la divulgation, la publication ou la diffusion des informations de nature confidentielle contenues à la pièce HQD-2, Document 1, Annexe E ;

**APPROUVER** les propositions relatives à la mise à jour des principes réglementaires, incluant la disponibilité, à compter du 1er janvier 2026, de l'ensemble des comptes d'écarts et de reports à titre de récipients ;

**APPROUVER** une pratique comptable réglementaire autorisant la comptabilisation d'un passif réglementaire correspondant aux crédits d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre selon les montants et lorsque constatés aux états financiers à vocation générale d'Hydro-Québec ;

**APPROUVER** une pratique comptable réglementaire autorisant la comptabilisation d'un actif réglementaire correspondant aux montants alloués par Hydro-Québec dans le cadre d'Ententes autochtones suivant les modalités décrites à la preuve ;

**APPROUVER et APPLIQUER** les modalités du mécanisme de lissage des hausses tarifaires proposées ;

**ÉTABLIR** les bases de tarification (moyenne des 13 soldes) pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 respectivement de 16 937,5 M\$, 19 429,4 M\$ et 21 567,5 M\$ en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi, selon la preuve du Distributeur ;

**APPROUVER** les budgets pour les programmes en efficacité énergétique pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 respectivement de 597,9 M\$, de 604,2 M\$ et 630,5 M\$ ;

**APPROUVER** les budgets pour les programmes de gestion de la demande en puissance pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 respectivement de 89,7 M\$, 91,2 M\$ et 91,4 M\$ ;

**DÉTERMINER** les montants globaux de dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer la prestation du service pour les années témoins 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029, selon la preuve du Distributeur ;

**APPROUVER** les revenus requis pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 respectivement de 15 764,5 M\$, de 16 546,8 M\$ et de 17 494,5 M\$ incluant ceux pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques, selon la preuve du Distributeur ;

**APPROUVER** la proposition pour établir les coûts des approvisionnements de court terme associés aux besoins de la clientèle ;

**MODIFIER** les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité conformément au texte proposé à la pièce HQD-6, Document 2 ;

**FIXER**, à compter des 1<sup>er</sup> avril 2026, 2027 et 2028 l'ensemble des tarifs du Distributeur conformément à la grille tarifaire présentée à la pièce HQD-6, Document 1 ;

**FIXER** les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à compter du 1<sup>er</sup> avril 2026 conformément aux propositions présentées à la pièce HQD-2, Document 2.4.

**LE TOUT, RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

**MONTREAL**, le 20 janvier 2026

*(s) Affaires juridiques Hydro-Québec*

---

Affaires juridiques Hydro-Québec