

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE DE RÉVISION
TARIFAIRE DES ANNÉES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
(ANNÉES 2026-2027, 2027-2028 ET 2028-2029)**

PROGRAMMES D'ÉÉ ET DE GDP

Prévisions pour l'année 2025 projetée

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 6 à 9, p. 11 à 13;
 - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 3, R1.2;
 - (iii) Dossier R-4270-2024, pièce [B-0010](#), p. 3, R1.1.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente les budgets annuels des programmes d'ÉÉ et de GDP de 2024 à 2028.

(ii) Au présent dossier, déposé le 31 juillet 2025, le Distributeur indique : « *Les données de l'année 2025 projetée correspondent aux prévisions budgétaires et énergétiques pour l'année 2025 corroborées avec le réel des deux premiers mois de l'année 2025.* » [nous soulignons]

(iii) Au dossier tarifaire 2025, déposé le 1^{er} août 2024, le Distributeur indique : « *Les données de l'année de base correspondent aux prévisions budgétaire et énergétique pour l'année 2024 considérant les coûts réels et économies d'énergie réelles constatés au cours des quatre premiers mois.* » [nous soulignons]

Demande :

1.1 Veuillez justifier le changement de procédure entre le dossier tarifaire 2025 et le présent dossier en ce qui a trait à l'établissement de prévisions projetées pour l'année de base (références (ii) et (iii)) considérant qu'au présent dossier la Régie doit déterminer les tarifs de trois années.

1.1.1. Veuillez élaborer sur l'impact de ce changement sur la vraisemblance des prévisions des années 2025 projetées et subséquentes présentées au présent dossier (référence (i)).

Nouvelle approche de suivi des hypothèses des programmes

2. **Références :** Pièce [B-0078](#), p. 3 à 5, questions 2 et 2.3 et réponses R2.1 et R2.3.

Préambule :

Aux fins de la question 2.3 de sa DDR # 2, la Régie présentait trois références. Dans les préambules associés à ces références, la Régie faisait état :

- Des difficultés mentionnées par le Distributeur pour présenter, comme pour le passé (pour le nombre de projets ou unités), le suivi des hypothèses de calcul de certains programmes d'ÉE dont *Solutions efficaces* ;
- De la prise en compte par le Distributeur, de résultats des évaluations périodiques dans l'établissement du calcul des programmes d'ÉE ;
- De l'utilisation, par le Distributeur, des données de son propre suivi interne, notamment, pour des projets prescriptifs et sur mesure de *Solutions efficaces*.

La question se lisait comme suit « 2.3 Veuillez expliquer la plus-value du changement méthodologique mentionné à la référence (i) considérant que le Distributeur doit suivre les données de participation à chacun de ses programmes et en tenir compte dans son suivi interne, notamment, aux fins des évaluations périodiques par des experts indépendants (références (ii) et (iii)). » [nous soulignons]

La réponse du Distributeur se lit comme suit : « Voir la réponse à la question 2.1, notamment les sections « Contexte » des pièces révisées HQD-2 Document 2.2 et HQD-7, Document 1 (complément de preuve). »

Demande :

2.1 Veuillez répondre à nouveau à la question 2.3 de la DDR # 2 de la Régie, cette fois-ci en considérant chacun des éléments de la question (soulignés en préambule) et chacune des trois références y indiquées. Veuillez élaborer votre réponse.

Présentation par portfolios et liste de nouveaux programmes d'ÉE présentée par le Distributeur

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 6 et 7, p. 11 et 12;
 - (ii) Pièce [B-0076](#), Tableaux 2A à 2C, p. 7 et 8;
 - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 7, R3.1;
 - (iv) Pièce [B-0100](#), p. 12;
 - (v) Pièce [B-0078](#), Tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C;
 - (vi) Pièce [B-0039](#), p. 7, R2.1.1;
 - (vii) Pièce [B-0075](#), p. 11.

Préambule :

- (i) Budgets et les impacts énergétiques des programmes d'ÉÉ, notamment, pour les années 2026 à 2028.
- (ii) « *Les tableaux 2A à C présentent les tests économiques annuels par programmes du portfolio d'ÉÉ* ».
- (iii) Le Distributeur présente, au Tableau R-3.1, certains renseignements au sujet des nouveaux programmes et de nouvelles mesures envisagé(e)s pour les années 2026 à 2028, soit *Panneaux solaires* pour les différentes clientèles, un nouveau projet pilote et un nouveau projet d'assistance pour les MFR, notamment leurs budgets. Il précise que ces budgets s'inscrivent dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portfolios.
- (iv) Le Distributeur nuance une réponse dans laquelle il mentionnait qu'aucun budget afférent aux nouveaux programmes *Panneaux solaires* n'était inclus au Tableau 1 de la pièce [B-0075](#), p. 7, soit la version non ventilée du Tableau 6 de la référence (i).
- (v) Aux Tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C, le Distributeur présente les résultats des tests économiques 2026 à 2028 pour quelques nouveaux programmes et nouvelles mesures envisagé(e)s, soit *Panneaux solaires* pour les clientèles résidentiel et affaires, projet pilote et programme d'assistance pour les MFR.
- (vi) « [...] *En ce qui a trait aux interventions en ÉÉ en réseaux autonomes, notamment pour le marché résidentiel [...]. Les budgets pour les appuis financiers pour le solaire photovoltaïque seront intégrés au portfolio d'ÉÉ lorsque les hypothèses se préciseront [...]* » [nous soulignons]
- (vii) Pour le programme *Solutions efficaces*, le Distributeur « [...] *compte développer un programme ciblé qui permettrait de réduire les barrières à l'entrée pour les grands clients industriels.* »

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé des balisages des coûts / performance pour l'ensemble des nouveaux programmes et des nouvelles mesures qui seront lancé(e)s pendant la période du cycle tarifaire. Dans l'affirmative, veuillez présenter les principales conclusions de ces balisages.
- 3.2 Veuillez comparer qualitativement et quantitativement les budgets et les impacts énergétiques annuels des nouveaux programmes ou des nouvelles mesures, tels que présentés au Tableau R-3.1 à la référence (iii), avec ceux comptabilisés ou pris en compte

dans les budgets et les impacts des programmes auxquels ils se rattachent aux Tableaux 6 et 7 de la référence (i) dans la « logique de la nouvelle approche de gestion par portfolios ». Veuillez fournir une réponse distincte par nouveau programme et par nouvelle mesure.

3.3 Veuillez confirmer que les budgets et les impacts énergétiques des nouveaux programmes ou des nouvelles mesures, tels que présentés au Tableau R-3.1 à la référence (iii), ont été utilisés comme intrants dans le calcul des tests économiques :

3.3.1. Présentés aux Tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C de la référence (v). Dans la négative, veuillez préciser les budgets et les impacts énergétiques utilisés comme intrants dans le calcul et expliquer votre choix.

3.3.2. Des programmes auxquels les nouveaux programmes ou les nouvelles mesures se rattachent, présentés aux Tableaux 2A à 2C de la référence (ii) :

3.3.2.1. Dans la négative, veuillez préciser les valeurs des intrants budgétaires et d'impact énergétique utilisés et expliquer votre choix. Veuillez également redéposer les tableaux, cette fois-ci en utilisant les budgets et les impacts énergétiques présentés au Tableau R-3.1 de la référence (iii).

3.3.2.2. Dans la négative et dans le cas où aucun intrant budgétaire et d'impact énergétique précis pour ces nouveaux programmes et nouvelles mesures n'aurait été utilisé, veuillez commenter la valeur probante des calculs de tests économiques de programmes englobants.

3.4 Veuillez expliquer qu'aucune charge d'exploitation n'ait été estimée pour les programmes *Panneaux solaires* du marché résidentiel et des *Réseaux autonomes* au Tableau R-3.1 de la référence (iii). Veuillez expliquer que ces charges soient nulles ou presque nulles pour le reste des programmes présentés dans ce tableau.

3.5 Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur entend préciser les hypothèses du programme *Panneaux solaires* visant les *Réseaux autonomes* (référence (vi)).

3.6 Veuillez préciser l'année du cycle tarifaire dans laquelle le programme ciblé mentionné à la référence (vii) sera lancé. Veuillez également :

3.6.1. Présenter les budgets (investissements, charges et total) et les impacts énergétiques (GWh, MW) associés à l'offre de ce nouveau programme pour les années 2026, 2027 et 2028.

3.6.2. Présenter et expliquer les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus afin d'estimer les budgets et les impacts demandés à la question 3.6.1.

- 3.6.3. Comparer qualitativement et quantitativement les budgets et les impacts énergétiques annuels présentés en réponse à la question 3.6.1 avec ceux comptabilisés ou pris en compte dans les budgets et les impacts du programme *Solutions efficaces* présentés aux Tableaux 6 et 7 de la référence (i), le cas échéant, dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portefeuilles.

Présentation par portefeuilles et programmes d'ÉE exclus de la liste de nouveaux programmes présentée par le Distributeur

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 6 et 7, p. 11 et 12;
 - (ii) Pièces [B-0078](#), p. 5 à 9, question 3, R3.1, R3.1.1 à R3.1.3;
 - (iii) Pièce [B-0075](#), p. 12;
 - (iv) Pièces [B-0078](#), p. 35, R18.1.2 et communiqué « [Des solutions concrètes pour assurer la sécurité énergétique des îles-de-la-Madeleine](#) », Hydro-Québec, 4 juin 2025;
 - (v) Pièce [B-0039](#), p. 7, R2.1.1;
 - (vi) Décision [D-2025-113](#), p. 11.
 - (vii) Dossier R-4270-2024, pièce [B-0010](#), p. 24, R12.1.

Préambule :

(i) Budgets et les impacts énergétiques des programmes d'ÉE, notamment, pour les années 2026 à 2028.

(ii) Aux fins de la question 3 de sa DDR # 2, la Régie énumérait les nouveautés par rapport à l'offre présentée au dossier tarifaire 2025, incluant le programme *Gestion de l'énergie (GERE)* et le programme d'installation de thermopompes aux îles-de-la-Madeleine.

En réponse à la sous-question 3.1, le Distributeur indique, notamment que : « [...] les programmes [...] (GERE) et Installation des thermopompes aux Îles-de-la-Madeleine étaient déjà intégrés dans les budgets présentés. [...] ». [nous soulignons]

Ainsi, les informations demandées aux questions 3.1.1, 3.1.2 et 3.1.3 de la même DDR n'ont pas été fournies pour les deux programmes mentionnés.

(iii) « [...] le futur programme [...] (GERE) actuellement en pilote.

Programme GERE

[...]. *Le Distributeur sélectionnera les projets les plus prometteurs pour l'atteinte de ses objectifs et ceci sera répété de façon périodique sur plusieurs années.*

[...]

2.3.1. Réseaux autonomes - Marché Résidentiel

[...] *Le Distributeur a notamment décidé de convertir le projet pilote visant l'installation de thermopompes aux îles-de-la-Madeleine en mesure permanente à partir de l'automne 2025, bonifiant ainsi l'appui financier de la thermopompe très efficace et l'intégrant à même le programme Logisvert.* » [nous soulignons]

(iv) Le Distributeur précise que « *L'annonce d'un investissement de 70 M\$ aux îles-de-la-Madeleine [sur trois ans] pour le programme ERA comporte une portion pour le volet EÉ d'environ 10 M\$ [...]* ». Ce volet, fait référence, selon le Distributeur aux « *subventions pour des équipements efficaces, tels que les thermopompes [...]* » [nous ajoutons] [nous soulignons]

(v) « [...] *En ce qui a trait aux interventions en EÉ en réseaux autonomes, notamment pour le marché résidentiel, le budget demandé dans le cadre du présent dossier ne comprend que les montants prévus pour les appuis financiers dédiés à la thermopompe très efficace.* [...] » [nous soulignons]

(vi) « [26] [...] *Avec ces précisions, les budgets afférents au programme GERE pourront être obtenus par différence.*

[27] En conséquence, la Régie accueille la contestation relative à la réponse du Distributeur à la question 15.1.1.1 de l'AQCIE-CIFQ et lui demande de préciser, pour chacune des colonnes du tableau 6 de la pièce B-0076, le montant associé au programme SGÉE. » [nous soulignons]

(vii) Le Distributeur indique avoir intégré des mesures de GDP, notamment en lien avec l'automatisation, au programme d'EÉ *Solutions efficaces*. En réponse à une DDR, il confirme qu'aucun coût associé à des mesures de GDP n'a été considéré dans des programmes d'EÉ pour les années 2026 à 2028.

Demandes :

4.1 Veuillez préciser les budgets (investissements, charges et total) et les impacts énergétiques (GWh, MW) du programme d'installation de thermopompes aux îles-de-la-Madeleine pour les années 2026, 2027 et 2028 (références (i) à (iii)). Veuillez également confirmer que :

4.1.1. Ces budgets et impacts équivalent au total à ceux présentés pour le programme *Réseaux autonomes* du marché résidentiel (non ventilés aux Tableaux 6 et 7 de la référence (i)) (références (iv) et (v)). Dans la négative, veuillez expliquer toute différence, chiffres à l'appui.

- 4.1.2. Aucune portion de ces budgets et impacts n'a été comptabilisée dans le programme *LogisVert* (référence (iii)) en tenant compte de l'approche suivie pour d'autres programmes (référence (vii)). Dans la négative, veuillez préciser les portions comptabilisées et expliquer votre choix.
- 4.2 Veuillez préciser les budgets et les impacts énergétiques (GWh, MW) du programme GERE pour les années 2026, 2027 et 2028 (références (i), (ii) et (vi)). Veuillez également confirmer qu'aucune portion des budgets et des impacts du programme GERE n'a été comptabilisée dans un programme d'ÉÉ autre que *Programmes Gestion de l'énergie* en tenant compte de l'approche suivie pour d'autres programmes (référence (vii)). Dans la négative, veuillez préciser le(s) programme(s) d'ÉÉ, les portions comptabilisées et expliquer votre choix.
- 4.3 Veuillez présenter et expliquer les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus par le Distributeur afin d'estimer les budgets et les impacts du programme GERE et du programme d'installation de thermopompes aux îles-de-la-Madeleine pour les années 2026, 2027 et 2028.
- 4.3.1. Veuillez présenter les résultats des projets pilotes mentionnés à la référence (iii) et élaborer sur leur prise en compte dans cette estimation budgétaire et d'impacts énergétiques.
- 4.3.2. Dans le cas où les approximations pour estimer ces budgets et impacts incluent la nouvelle approche par portfolios, veuillez détailler son application, chiffres à l'appui (référence (ii)).
- 4.4 Veuillez fournir plus de détails sur le fonctionnement du nouveau programme GERE. Notamment, veuillez préciser si les projets les plus prometteurs sélectionnés par le Distributeur (référence iii) obtiendront un appui financier.

Présentation par portfolios et modifications aux programmes d'ÉÉ existants

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 6 et 7, p. 11 et 12;
 - (ii) Pièces [B-0075](#), p. 8, 9, 11 et 12 et [B-0084](#), p. 31, R15.4 ;
 - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 29, 30 et 32, R15.1, R15.2 et R15.3;
 - (iv) Pièce [B-0078](#), p. 15, R8.1.

Préambule :

- (i) Budgets et les impacts énergétiques des programmes d'ÉÉ, notamment, pour les années 2026 à 2028.

(ii) La Régie comprend des pièces en référence que le Distributeur a apporté ou envisage apporter des modifications aux programmes d'ÉÉ entre 2025 et 2028, tel que précisé ci-après :

Programme d'ÉÉ	Modification	Date de mise en vigueur
<i>Programmes Ménages à faible revenu</i>	Bonification du programme <i>Rénovation énergétique</i>	
<i>Programme Solutions efficaces</i>	Ajout d'un volet afin d'intégrer complètement les mesures du programme <i>Produits agricoles</i>	
	Simplification du processus d'adhésion et des outils	
	Bonification de l'Offre sur mesure et de certains financements	
	Augmentation du financement de mesures nécessitant des investissements plus importants afin de réduire la période de retour sur l'investissement (PRI)	
<i>Programmes Gestion de l'énergie</i>	Refonte du <i>Programme SGEE</i> . Les modalités financières seront bonifiées	Début de l'année 2026

Par ailleurs, la Régie ne tient pas compte dans cette liste, des programmes devenant réguliers à la suite d'un projet pilote.

(iii) Le Distributeur confirme que les montants inclus au Tableau 6 de la référence (i) reflètent des appuis financiers modifiés au programme SGEE ainsi que les impacts attendus de la fixation d'une modalité tarifaire SGEE visant les clients au tarif L et aux contrats spéciaux et soutient que ces budgets s'inscrivent dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portefeuilles.

(iv) « *La progression du budget entre 2024 et 2026 est le résultat à la fois d'une hausse de la participation au programme et d'une hausse des appuis financiers avec notamment le lancement de OSE 5.1.*
 [...] ».

Demandes :

5.1 Veuillez valider et le cas échéant, corriger et bonifier la liste de programmes d'ÉÉ faisant l'objet de modifications entre 2025 et 2028 présentée par la Régie au préambule (ii). Veuillez présenter et expliquer la liste résultante. Veuillez également :

- 5.1.1. Préciser les dates de mise en vigueur des modifications.
- 5.1.2. Présenter les budgets (investissements, charges et total) et les impacts énergétiques (GWh, MW) associés aux modifications par programme pour les années 2026, 2027 et 2028 en tenant compte des références (iii) et (iv).
- 5.1.3. Présenter et expliquer les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus afin d'estimer les budgets et les impacts demandés à la question 5.1.2.
- 5.1.4. Comparer qualitativement et quantitativement les budgets et les impacts énergétiques annuels par programme présentés en réponse à la question 5.1.2 avec ceux comptabilisés ou pris en compte dans les budgets et les impacts

présentés aux Tableaux 6 et 7 de la référence (i), le cas échéant, dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portfolios (référence (iii)).

Présentation par portfolios et modifications aux programmes de GDP existants

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 8 et 9, p. 13;
 - (ii) Pièce [B-0075](#), p. 13 et 14;
 - (iii) Pièces [B-0075](#), p. 14 et Dossier R-4270-2024 Ph3, pièce [B-0114](#), p. 17;
 - (iv) Pièce [B-0078](#), p. 6, R3.1;
 - (v) Pièce [B-0078](#), p. 20, R11.3;
 - (vi) Pièce [B-0039](#), p. 10, R3.1;
 - (vii) Pièce [B-0078](#), p. 22, R12.3.1;
 - (viii) Pièce [B-0078](#), p. 23 et 24, R12.5;
 - (ix) Dossier R-4270-2024 Ph3, pièces [B-0100](#), p. 17 et 25, R7.5 et R12.3 et [B-0202](#), p. 11 et 13, R4.3 et R4.6.2.

Préambule :

(i) Budgets et les impacts énergétiques des programmes de GDP, notamment, pour les années 2026 à 2028.

(ii) Le Distributeur fournit des précisions sur le *programme de thermostats intelligents à 0\$* lancé en avril 2025 et sur sa composante *Chauffe-eau interruptibles* lancée à l'été 2025 (marché résidentiel).

(iii) Au dossier tarifaire 2025 et au présent dossier, le Distributeur fournit des précisions sur l'ajout de mesures de GDP au programme *Solutions efficaces* (marché affaires). La Régie note que ces précisions sont presque identiques.

(iv) « [...] *Le programme d'accès à 0\$ de thermostats intelligents est un programme déjà existant [Offre Hilo et appareils compatibles] qui est bonifié.* » [nous ajoutons]

(v) « *La gratuité des appareils Hilo (thermostats et contrôleurs de charge pour le chauffe-eau), une bonification de la prime pour les appareils compatibles de manière à couvrir le prix d'achat dans la majorité des cas, de même que l'obligation d'adhérer au tarif Flex D pour bénéficier de ces appuis financiers sont les éléments qui constituent une bonification de l'offre précédente.* » [nous soulignons]

(vi) « *Programmes [GDP] affaires [en 2024] : Des appuis financiers relatifs à un projet pilote pour l'automatisation destiné à la clientèle affaires, comptabilisés tardivement, à la hauteur de 0,7 M\$*

et 3 MW. Ce projet pilote a par la suite été intégré au programme *Solutions efficaces*. » [nous ajoutons]

(vii) « *Le Distributeur considère que les résultats du projet pilote [programme GDP clientèle affaires] ont permis de mieux cibler les mesures prioritaires afin de formaliser des appuis financiers en mode prescriptif pour les années subséquentes et de caractériser leur performance effective.* » [nous ajoutons]

(viii) Le Distributeur présente le rapport \$ en appuis financiers par kW-installé pour ses programmes de GDP pour les années 2024 à 2028, en tenant compte des valeurs qu'il a révisées, à la suite de la DDR # 2 de la Régie, aux Tableaux de la référence (i). Le Distributeur indique que ces rapports en \$/kW installé ne reflètent pas la bonification des programmes Thermostats intelligents à 0 \$ et Chauffe-eau interruptibles.

(ix) L'hypothèse retenue par le Distributeur pour les programmes de GDP, tant pour la clientèle résidentielle que la clientèle affaires au dossier tarifaire 2025 est un rapport de 300 \$ en appuis financier par kW-installé.

Demandes :

6.1 Veuillez confirmer que le programme *GDP clientèle affaires* n'a pas fait l'objet de modifications entre le dossier tarifaire 2025 et le présent dossier (référence (iii)), autre que les appuis financiers exprimés en \$/kW-installé retenus (références (viii) et (ix)). Dans la négative, veuillez préciser les modifications apportées.

6.2 En tenant compte des références (i), (iii), (vi) et (vii), et le cas échéant, des modifications précisées en réponse à la question précédente, veuillez expliquer comment le Distributeur a fait passer les appuis financiers de 0,7 M\$ pour des impacts de 3 MW (résultant du projet pilote en 2024) à des prévisions en appuis financiers allant de 10,8 M\$ en 2026 à 13,9 M\$ en 2028, associés à des impacts allant de 35 MW en 2026 à 45 MW en 2028.

6.2.1. Veuillez élaborer sur les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus et, dans le cas où ceux-ci incluent la nouvelle approche par portfolios, veuillez détailler son application, chiffres à l'appui.

6.3 Veuillez présenter les budgets (investissements, charges et total) et les impacts énergétiques (MW) associés aux modifications du programme *GDP clientèle résidentielle* soulignées à la référence (v) pour les années 2026, 2027 et 2028 (références (ii) et (iv)).

6.4 Veuillez présenter et expliquer les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus afin d'estimer les budgets et les impacts demandés à la question 6.3.

6.5 Considérant la citation à la référence (viii), veuillez comparer qualitativement et quantitativement les budgets et les impacts énergétiques annuels présentés en réponse à la question 6.3 avec ceux comptabilisés ou pris en compte dans les budgets et les impacts présentés aux Tableaux 8 et 9 de la référence (i), le cas échéant, dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portfolios.

Présentation par portfolios – application et dépassements budgétaires

7. Références :
- (i) Pièce [B-0076](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0076](#), p. 11 à 13, Tableaux 6 à 9;
 - (iii) Dossier R-4270-2024 Ph 3, pièce [B-0114](#), p. 23 à 25, Tableaux A-1 à A-3;
 - (iv) Pièce [B-0039](#), p. 3 et 4, R1.1.

Préambule :

(i) « Nonobstant cette information plus détaillée [celle fournie en complément de preuve] [...] le Distributeur réitère sa volonté de déployer une approche par portfolios pour la gestion de ses programmes d'ÉE et de GDP. [...] une approche flexible tout en étant rigoureuse. » [nous soulignons]

(ii) Les budgets des programmes d'ÉE, totalisent 597,9 M\$ en 2026, 604,2 M\$ en 2027 et 630,5 M\$ en 2028 et 1832,6 M\$ de 2026 à 2028. Ces budgets sont associés aux impacts énergétiques totalisant :

- 1509,0 GWh en 2026, 1553,9 GWh en 2027 et 1588,7 GWh en 2028.
- 25 MW en 2026 et 2027 et 23 MW en 2028.

Les budgets des programmes de GDP totalisent 89,7 M\$ en 2026, 91,2 M\$ en 2027 et 91,4 M\$ en 2028 et 272,3 M\$ de 2026 à 2028 et sont associés à des impacts énergétiques totalisant 179 MW en 2026, 200 MW en 2027 et 211 MW en 2028.

(iii) Budgets et impacts énergétiques des programmes d'ÉE et de GDP présentés au dossier tarifaire 2025.

(iv) « [...] cette pratique [marge de dépassement budgétaire annuelle de 15 % accordée au dossier R-4043-2018] n'a pas d'application avec l'approche par portfolios qui est mise de l'avant. En effet, le Distributeur souhaite conserver une marge de manœuvre pour profiter des opportunités de marché et effectuer les ajustements requis aux enveloppes des programmes d'ÉE et de GDP, en tenant compte des budgets qui seront autorisés par la Régie pour le cycle tarifaire de 3 ans. [...] » [nous soulignons]

Demandes :

- 7.1 Veuillez clarifier, chiffres à l'appui, ce que la présentation par portfolios implique en termes de dépassement maximal budgétaire par portfolio (ÉÉ, GDP), par année de la demande tarifaire, soit 2026, 2027 et 2028 et par cycle tarifaire, soit de 2026 à 2028 (M\$ et % de dépassement) (références (i), (ii) et (iv)). Veuillez élaborer.
- 7.2 En tenant compte de vos réponses aux questions 1 à 6 et 7.1, veuillez comparer les différentes étapes suivies dans l'établissement des prévisions budgétaires et d'impact énergétique annuelles ainsi que les données de référence (données du suivi interne, évaluations périodiques par des experts indépendants et autres) entre le présent dossier (nouvelle approche par portfolios) et le dossier tarifaire précédente (approche classique ou par programme individuel).
- 7.2.1. Veuillez élaborer sur la valeur probante de l'approche retenue au présent dossier par rapport à ce celle retenue au dossier tarifaire précédent (référence (i)).
- 7.3 Veuillez déposer deux tableaux précisant les parts des budgets (M\$) et des impacts énergétiques annuels 2026, 2027 et 2028 des programmes d'ÉÉ et de GDP (GWh et MW) des Tableaux 6 à 9 à la référence (ii) associées à des majorations que le Distributeur aurait appliquée, le cas échéant, aux fins de la présentation par portfolios (référence (iii)) (majorations par rapport aux budgets et impacts associés au maintien et aux modifications de programmes existants ainsi qu'à la mise en œuvre de nouveaux programmes).
- 7.3.1. Veuillez expliquer sur quelle base ces majorations budgétaires et d'impact énergétique ont été établies par programme. Veuillez élaborer.

Calendrier d'évaluation

8. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), p. 11 et 13, Tableaux 6 et 8;
 - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 27 et 28 et Tableau R-15.1.1;
 - (iii) Pièce [B-0078](#), Annexe B, p. 126;
 - (iv) Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2024, pièce [B-0009](#), p. 7;
 - (v) Pièce [B-0075](#), p. 17, Tableau 5;
 - (vi) Pièce [B-0078](#), p. 29, R15.1.2.

Préambule :

(i) Budgets des programmes d'ÉÉ et de GDP, notamment, pour les années 2026 à 2028.

(ii) En réponse à la DDR #2 de la Régie, le Distributeur présente, au Tableau R-15.1.1, un nouveau calendrier d'évaluation 2025-2028, lequel intègre l'évaluation d'impacts énergétiques du programme GDP résidentiel ainsi que celle des nouveaux programmes qui seront lancés d'ici la fin de l'année 2027. Les évaluations d'impacts énergétiques des *programmes GDP résidentiel et affaires* seront disponibles pour le prochain dossier tarifaire.

« Il rappelle, qu'à l'instar de l'analyse d'impact de la thermopompe, cette analyse se fera à l'interne en se basant sur des approches robustes intégrant l'intelligence des données. » [nous ajoutons] [nous soulignons]

(iii) « *Quelle est la validité du gain unitaire utilisé par Hydro-Québec ?*

Hydro-Québec utilise un gain unitaire développé à partir de simulations énergétiques. Les hypothèses actuellement utilisées dans les simulations surestiment le gain unitaire des thermopompes. Bien que des améliorations pourraient être apportées aux simulations énergétiques, il demeure que les simulations énergétiques se basent sur des hypothèses simplifiées sur les plans de la performance et de l'utilisation de la thermopompe et peuvent mener à une surestimation des économies. C'est pour cela qu'une étude de mesurage est à privilégier pour obtenir des économies qui représentent l'utilisation réelle de la technologie et le contexte québécois ». [nous soulignons]

(iv) « [...]. Or, la mesure Thermopompes efficaces promue dans ce programme [LogisVert] fait actuellement l'objet d'une évaluation de programme par une firme externe. Le Distributeur anticipe que celle-ci résultera en une révision à la baisse du gain unitaire [impact énergétique] attribué à cette mesure. » [nous soulignons]

(v) Avec ses réponses à la DDR # 2, le Distributeur dépose une version révisée de la pièce HQD-2, Document 2.2. La Régie note que cette version conserve l'ancienne version de calendrier d'évaluation 2025-2028.

(vi) « 15.1.2. [Veuillez commenter la possibilité que] *Les évaluations de la GDP pour les clientèles résidentielle et affaires couvrent une période de minimum deux ans*.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.1» [nous soulignons]

Demandes :

- 8.1 Considérant le rappel du Distributeur à la citation de la référence (ii) ainsi que la référence (iv), veuillez indiquer les références aux documents déposés à la Régie dans lesquels le Distributeur a précisé que l'analyse d'impact des *Thermopompes efficaces* promues dans le cadre de *LogisVert* serait faite à l'interne et non pas par un expert indépendant.
- 8.1.1. Veuillez justifier la réalisation de telles analyses par le Distributeur, en tenant compte des observations de l'expert indépendant Econoler à la référence (iii).
- 8.2 Veuillez préciser les budgets annuels prévus dans les rubriques « Activités communes » des programmes d'ÉÉ et de GDP (dans ce cas, associée au « Budget des charges ») des tableaux de la référence (i) afin de réaliser les évaluations périodiques présentées au nouveau calendrier à la référence (ii). Veuillez présenter une réponse distincte pour les programmes d'ÉÉ (excluant *Panneaux solaires*), pour les programmes *Panneaux solaires* et pour les *Programmes de GDP*.
- 8.3 Veuillez préciser quelles évaluations parmi celles prévues au nouveau calendrier présenté à la référence (ii) le Distributeur envisage réaliser à l'interne et non par un expert indépendant.
- 8.3.1. Veuillez préciser les budgets annuels qui seraient requis afin que toutes les évaluations de ce nouveau calendrier soient réalisées par des experts indépendants. Veuillez présenter une réponse distincte pour les programmes d'ÉÉ (excluant *Panneaux solaires*), pour les programmes *Panneaux solaires* et pour les *Programmes de GDP*.
- 8.4 La Régie note que les évaluations d'impact des composants des programmes *GDP – Résidentiel* prévues en 2026 et en 2027 ne couvriront qu'une année, soit, respectivement, 2026 et 2027. Elle note que l'évaluation d'impact du programme *GDP Affaires* couvrira deux années, soit 2025 et 2026 (référence (ii)). Veuillez répondre à nouveau à la question 15.1.2 de la DDR # 2 de la Régie pour les programmes *GDP – Résidentiel* en commentant la possibilité que leurs évaluations d'impact couvrent une période de minimum deux ans (référence (vi)).
- 8.5 Veuillez confirmer que les résultats des évaluations des programmes *Panneaux solaires* pour les marchés résidentiels et affaires prévues au tableau de la référence (ii), seront disponibles au moment de l'examen du prochain dossier tarifaire. Dans la négative, veuillez commenter la possibilité de devancer ces évaluations pour qu'elles soient disponibles pour ledit examen.
- 8.6 Veuillez mettre à jour le calendrier d'évaluation présenté à la pièce HQD-2, Document 2.2 (référence (v)).

Suivi annuel

9. Références : Pièce [B-0078](#), p. 10, R4.1.

Préambule :

« Le suivi annuel déposé en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ sera présenté selon le même niveau de détail que ceux présentés dans les années passées, en conformité avec le paragraphe 293 de la décision D-2025-033. »

Demande :

- 9.1 Veuillez expliquer la façon dont le Distributeur suivra chacun des nouveaux programmes *Panneaux solaires* annuellement en précisant le niveau de détail de ces suivis.
- 9.2 Veuillez commenter l'opportunité et la pertinence que les résultats du programme *Gestion de l'énergie* dont les budgets et les impacts énergétiques augmentent de façon importante durant la période tarifaire à l'examen, soient ventilés selon ses deux composants (programme SGEE et GERE).

Programmes Panneaux solaires et leur caractérisation en tant que programmes d'ÉE

10. Références : (i) Pièce [B-0075](#), p. 9;
(ii) Pièce [B-0039](#), p. 7, R2.1.

Préambule :

(i) « [...] *Ce nouveau programme [Panneaux solaires] vise à structurer un marché encore émergent en offrant une aide financière sur la capacité installée de production pour l'achat et l'installation de ces systèmes [...].* » [nous ajoutons]

(ii) « [...] *la définition de l'efficacité énergétique a été abordée par le Distributeur à différentes occasions, notamment dans le dossier R-4041-2018.*

Dans ce dossier, le Distributeur a présenté les interventions en ÉE en trois volets :

- *l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage) ;*
- *l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service) ;*
- *la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment).*

[...]

Pour le Distributeur, une intervention visant à offrir des appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction cadre parfaitement avec cette définition,

notamment avec les volets d'économie d'énergie et d'utilisation de l'énergie en privilégiant la source d'énergie la mieux adaptée dans un contexte de transition énergétique. » [nous soulignons]

Demandes :

10.1 Veuillez expliquer en quoi l'offre d'appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires cadre parfaitement avec les volets suivants de la définition soumise par le Distributeur (référence (ii)) :

- « l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service) » alors que ces appuis ne visent pas à ce que le client privilégie l'utilisation d'un appareil/système plus performant qu'un autre du même type (base de référence ou standard du marché) en termes de consommation d'électricité distribuée. Veuillez élaborer.
- « l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage) » alors que les clients visés utilisent et continueront à utiliser de l'électricité (fournie par le Distributeur ou autoproduite) peu importe l'usage, sans nécessairement modifier leurs habitudes de consommation. Veuillez élaborer.

10.2 Expliquer comment le Distributeur vérifiera que les panneaux solaires subventionnés par les programmes (référence (i)) seront utilisés uniquement pour des fins d'autoproduction et non pas pour des usages tels que, par exemple, le support électrique de bateaux ou de véhicules récréatifs.

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0089](#), p. 13, R4.6;
 - (ii) Pièce [B-0089](#), p. 12, R4.3;
 - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 37, R19.2.1;
 - (iv) Dossier R-4312-2025, décision [D-2025-112](#), p. 16;
 - (v) Dossier R-4312-2025, décision [D-2025-112](#), p. 20;
 - (vi) Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 177;
 - (vii) [National Standard Practice Manual For Benefit-Cost Analysis of Distributed Energy Resources, August 2020](#), p. 8-6.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur favorise toute installation photovoltaïque qui répond aux normes de raccordement et qui, si le client souhaite adhérer à l'option de mesurage net, satisfait les conditions d'admissibilité.* » [nous soulignons]

(ii) « *Le Distributeur prend pour hypothèse [pour les programmes Panneaux solaires] que toute la production solaire photovoltaïque du client est soit autoconsommée, soit injectée. [...]* » [nous ajoutons]

(iii) « *Le coût évité considéré [programmes Panneaux solaires] [...] est basé sur le signal de coût évité de long terme en énergie, établi à 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) indexé à l'inflation [puisque] [...] toute production provenant de l'installation d'un autoproducteur évitera au Distributeur des approvisionnements en énergie supplémentaires. » [nous soulignons]*

(iv) « *[45] Le Distributeur rappelle que l'option de mesurage net a pour objectif l'autoconsommation et qu'elle n'est pas destinée à des volumes excédant ce qui est prévu. Il précise que lorsque la production d'un client dépasse sa consommation, l'excédent est injecté au réseau et porté au crédit du client en kWh. Ces crédits sont imputés ultérieurement, lorsque la consommation devient supérieure à l'autoproduction. Cette mécanique équivalait à un service de stockage virtuel offert sans frais, ce qui procure une valeur importante à l'autoproducteur.*

[46] Selon le Distributeur, ce tarif doit donc constituer un incitatif à l'autoconsommation plutôt qu'à l'injection sur le réseau, permettant ainsi de limiter la pression à la hausse sur les tarifs, tout en reflétant la valeur de la production solaire pour le Distributeur dans la transition énergétique » [nous soulignons]

(v) « *[60] De plus, la Régie considère que la rémunération de ces kWh provenant du solde de la banque ne constitue pas une source d'approvisionnement, tenant compte notamment du caractère intermittent et imprévisible des quantités marginales qui seront injectées dans le réseau, essentiellement en période hors pointe.*

[61] Pour ces considérations, la Régie juge approprié de rémunérer le solde de la banque au coût moyen de fourniture et considère que ce coût reflète adéquatement la valeur de l'énergie au moment de l'injection. En conséquence, elle approuve la rémunération du solde de la banque de surplus au 31 mars de chaque année paire, au coût moyen d'approvisionnement en énergie du Distributeur, soit de 4,6 ¢/kWh pour l'année tarifaire 2025-2026. » [nous soulignons]

(vi) « *[654] [...]. Toutefois, la crainte de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût amène le Distributeur à remettre en question la valeur d'un kWh effacé à la marge.*

« En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que [...] ». » [nous soulignons]

(vii) Définitions du *National Standard Practice Manual (NSPM)* en référence :

« *Characterizing DG [Distributed generation] benefits and costs should start with an assessment of whether the DG output is expected to serve only on-site load, is only injected from the facility to the grid, or both.*

Serve on-site load only: Some DPV [Distributed solar photovoltaic] systems are sized so as to serve only on-site load and never inject energy onto the grid. The cost-effectiveness analysis for such systems should be generally the same as that for any load-modifying resource, such as energy efficiency.

Inject to the grid only: [...]. The cost-effectiveness analysis for these systems should be generally the same as that for a generator located on the distribution system.

Serve on-site load and inject to the grid: Many DPV systems both serve on-site load and inject energy onto the grid. These systems can simultaneously alternate between these modes instantaneously. This flexibility makes it difficult to distinguish between costs, benefits, and lost revenues. Different DG tariffs treat load reduction versus electricity generation differently; therefore, it is important to account for these mechanisms when identifying benefits, costs, and lost revenues of DPV resources. (See Section 8.5.1.) » [nous ajoutons][nous soulignons]

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer si, pour être admissibles aux appuis financiers des programmes *Panneaux solaires*, les clients raccordés au réseau sont obligés d'adhérer à l'option de mesurage net (référence (i)).

11.1.1. Dans l'affirmative, veuillez, en tenant compte des références (ii), (iv), (v) (paragraphe 60) ainsi que de la définition du NSPM au dernier paragraphe de la référence (vii) :

11.1.1.1. Justifier l'utilisation du coût évité de long terme en énergie pour les programmes *Panneaux solaires*, sous la prémisse que toute autoproduction évitera au Distributeur des approvisionnements en énergie supplémentaires (référence (iii)).

11.1.1.2. Confirmer que l'utilisation de panneaux solaires ne peut pas se comparer à une mesure d'EE réduisant une charge de chauffage, tel qu'expliqué en référence (vi).

11.1.1.3. Justifier, en tenant compte également des deux premiers paragraphes de la référence (vii), l'assimilation des installations

d'autoproduction solaires à des mesures d'ÉÉ plutôt qu'à des installations de production d'énergie alors que les installations solaires alimenteront la charge sur le site et injecteront sur le réseau (*Serve on-site load and inject to the grid*) ou en d'autres termes, ne seront pas seulement de l'autoproduction pour autoconsommation, mais également de l'injection puis de la récupération sur le réseau . Veuillez élaborer.

11.1.1.4. Justifier et élaborer sur le grand écart entre la rémunération du solde de la banque de surplus dans l'option de mesurage net, soit 4,6 ¢/kWh (référence (v), paragraphe 61)) et la valeur de coût évité considérée pour l'analyse des programmes *Panneaux solaires*, soit 12 ¢/kWh (référence (iii)).

11.1.2. Dans la négative, veuillez expliquer la façon dont les injections dans le réseau de ces clients seront traitées et rémunérées (références (ii) et (iv)). Veuillez également répondre à la même question posée à 11.1.1.4.

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0078](#), p. 7 à 9, Tableaux R-3.1, R-3.1.3-A à R-3.1.3-CPièces
 - (ii) [The Good, the Bad and the Ugly of Roof-Mounted Solar Panels, The risks and rewards of rooftop PV solar | Marsh, Leased Solar Systems Are Failing Across America | TIME, Rooftop solar panels could make it harder to sell your home | Housing | Business, The Solar Industry Is on the Verge of Collapse. My Roof Explains Why. - Business Insider, A Roofs Impact on Solar | National Solar, GET Solar – Residential | The Pennsylvania Solar Center.](#)

Préambule

(i) Le Distributeur présente les détails des nouveaux programmes *Panneaux solaires*, notamment les investissements, les charges et les gains énergétiques. Il présente également les résultats des tests économiques TCTR, TNT, TP et TAP.

(ii) La Régie présente quelques articles découlant d'une revue non exhaustive de cas de problématiques associées à l'installation de panneaux solaires en toiture, notamment, pour les systèmes résidentiels.

Demandes :

12.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé ou serait ouvert à entreprendre, avant de déployer les appuis financiers des programmes *Panneaux solaires* une revue des bons coups et des problèmes des programmes photovoltaïques pour le secteur résidentiel survenus, notamment, dans des endroits au climat hivernal ou dans des marchés n'ayant pas encore une industrie d'installateurs expérimentés (référence (ii)).

12.2 La Régie constate que le Distributeur prévoit un budget plus important pour le programme *Panneaux solaires* pour le marché résidentiel que pour le programme destiné au marché affaires (référence (i)).

12.2.1. Veuillez élaborer sur la possibilité que de nombreuses petites installations de taille résidentielle s'avèrent plus coûteuses par kW installé et par kWh produit que des installations de dimensions commerciales ou industrielles.

12.2.2. Veuillez expliquer comment les petites installations de taille résidentielle peuvent se comparer favorablement à des systèmes de plus grande taille considérant les coûts fixes d'installation et de maintenance de systèmes solaires.

12.2.3. Veuillez préciser la durée de vie des systèmes solaires considérée dans le calcul des tests économiques des programmes *Panneaux solaires* pour les différentes clientèles.

12.2.4. Veuillez préciser si des coûts de remplacement des différents composants des installations solaires ont été inclus dans les calculs des tests économiques en fonction de leurs durées de vie.

12.2.5. Veuillez expliquer comment le Distributeur entend s'assurer que les subventions procureront la production attendue sur une durée de vie au moins équivalente à celle considérée dans le calcul des tests économiques. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur la façon dont des évènements comme le remplacement ou la réfection de la toiture, ont été pris en compte

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0078](#), p. 7 à 9 (citation), Tableaux R-3.1, R-3.1.3-A à R-3.1.3-C;
 - (ii) *Understanding Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Programs: Best Practices, Technical Methods, and Emerging Issues for Policy-Makers*, November 2008, p. [2-1](#) et [5-2](#).

Préambule :

(i) Le Distributeur présente les détails des nouveaux programmes *Panneaux solaires*, notamment les investissements, les charges et les gains énergétiques. Il présente également les résultats des tests économiques TCTR, TNT, TP et TAP et indique :

« [...] bien que les tests soient négatifs, 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. [...] » [nous soulignons]

(ii) Page 2-1 : “A test is positive if the benefit-to-cost ratio is greater than one, and negative if it is less than one. Results are reported either in net present value (NPV) dollars (method by difference) or as a ratio (i.e., benefits/costs). [...]”. [nous soulignons]

Page 5-2 : “**Using the PCT** [Participant cost test]. *The PCT provides two key pieces of information helpful in program design: at the measure level it provides some sense of the potential adoption rate, and it can help in setting the appropriate incentive level so as not to provide too small or too unnecessarily large an incentive. Setting the incentive levels is part art and part science. The goal is to get the most participation with the least cost. There is a balance between the PCT results with the PACT [program administrator cost test] and RIM [Ratepayer impact measure] results. The higher the incentive, the higher the PCT benefit cost ratio and the lower the PACT and RIM benefit-cost ratio.” [nous ajoutons] [nous soulignons]*

Demandes :

13.1 La Régie note que les tests TP, TAP et TNT sous forme de ratio pour les programmes *Panneaux solaires* entre 2026 et 2028 (Tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C à la référence (i)) oscillent, pour le TP entre 0,8 et 0,9, pour le TAP entre 1,7 et 2,5 et pour le TNT entre 0,7 et 0,8, soit, sauf pour le TAP, des valeurs sous le seuil de rentabilité (référence (ii)).

13.1.1. Veuillez expliquer en quoi la diminution du PRI du client tout en ayant un TP sous le seuil de rentabilité permettra au Distributeur d'atteindre un taux d'adhésion satisfaisant aux programmes *Panneaux solaires* et que l'enveloppe budgétaire prévue pour ce programme n'est pas surestimée.

13.1.2. Considérant que le test TCTR est insensible aux variations des montants en appuis financiers ainsi que l'équilibre à considérer, selon la référence (ii), entre les résultats du TP, TAP et TNT, veuillez expliquer si le Distributeur :

13.1.2.1. Demeure confiant de la justesse de sa calibration d'appuis financiers, visant à réduire la PRI du client (référence (i)). Veuillez élaborer.

13.1.2.2. Est en mesure de justifier l'inclusion des appuis financiers des programme *Panneaux solaires* dans la base de tarification. Veuillez élaborer.

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0039](#), p. 7;
 - (ii) Pièces [B-0039](#), p. 7, [B-0075](#), p. 1, 7, Tableaux 1 et 2, et 13, Tableau 4, Dossier R-4270-2024, pièces [B-0100](#), p. 28 et 29, R13.3 et [B-0295](#), p. 13, par. 57;
 - (iii) [*National Standard Practice Manual For Benefit-Cost Analysis of Distributed Energy Ressources, August 2020*](#), p. xix et xx.

Préambule :

(i) « [...] Dans ce dossier, le Distributeur a présenté les interventions en EÉ en trois volets :
[...]

- *la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment).*

[...]

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^{er} janvier 2035, une définition large de l'EÉ s'avère cruciale. » [nous soulignons]

(ii) La Régie observe que la définition d'EÉ soumise par le Distributeur à la pièce B-0039 inclut la gestion de la consommation. Cependant, elle note, que la pièce B-0075 traite des « Programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la demande en puissance » dont les budgets et les impacts sont présentés pour approbation de façon distincte, bien que certains programmes d'EÉ génèrent des réductions de puissance (en MW). D'ailleurs, la Régie note que la pièce B-0100 du dossier tarifaire 2025 explique la nature distincte des réductions de puissance générées par les programmes d'EÉ et par ceux de GDP, faisant en sorte que ces impacts ne puissent pas être additionnés. Enfin, la Régie note que la pièce B-0295 de ce dernier dossier traite du lien entre les programmes de GDP et des options tarifaires, soit un lien qui n'existe pas pour les programmes d'EÉ.

(iii) Définitions du NSPM en référence :

« Distributed energy resource (DER): [...]. These include EE, demand response, distributed generation, storage, plug-in electric vehicles, strategic electrification technologies, and more;
[...]

Distributed generation (DG): electric generation interconnected to the distribution grid and operating at the distribution level, generally near a load, though sometimes stand-alone. DG includes distributed solar photovoltaic (PV/DPV) technology [...].

Energy efficiency (EE): Resources that include technologies, services, measures, or programs that reduce energy consumption by host customers and that are funded by, promoted, or otherwise supported on behalf of all electricity and gas utility customers. [...] ». [nous soulignons]

Demandes

- 14.1 Veuillez indiquer si l'installation de panneaux solaires réduit la consommation globale d'électricité, qu'elle vienne du réseau ou de l'installation du client. (référence (i)).
- 14.2 En tenant compte des observations de la Régie au préambule (ii) sur le traitement des programmes de GDP couverts par la définition d'EE proposée par le Distributeur, , veuillez justifier la présentation fusionnée des budgets et des impacts énergétiques des programmes *Panneaux solaires* et des programmes d'EE sur la base de la même définition, alors que les économies d'électricité de ces derniers programmes, bien que représentées par le même paramètre (GWh), sont distinctes dans leur nature et calcul et que, contrairement aux programmes d'EE, les programmes *Panneaux solaires* s'associent à une option tarifaire (mesurage net).
- 14.3 Veuillez commenter l'adéquation entre la définition de la référence (iii) et le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique mentionné dans la définition « large » de l'EE à la référence (i).
- 14.4 Veuillez commenter la possibilité que le Distributeur caractérise les programmes Panneaux solaires comme des programmes de production distribuée distincts de ceux d'EE et de GDP en tenant compte de la référence (iii).
- 14.5 Considérant vos réponses aux questions précédentes, veuillez justifier de maintenir la demande budgétaire et les impacts énergétiques des programme Panneaux solaires comme fusionnés et indissociables des programmes d'efficacité énergétique.

Coûts évités

15 Références : Pièce [B-0078](#), p. 36 et 37, question 19.1.1 et sa réponse.

Préambule :

« Le Distributeur confirme la compréhension de la Régie selon laquelle les analyses économiques des programmes d'ÉÉ, sauf les programmes Chauffe-eau à trois éléments et ceux dédiés aux Réseaux autonomes, utilisent le signal de coût évité de long terme en énergie, déterminé en fonction du tarif et du profil d'usage. » [nous soulignons]

Demande :

15.1 Veuillez confirmer que dans la réponse en référence, le Distributeur a omis les coûts évités de transport et de distribution mentionnées à la question de la Régie. Dans la négative, veuillez expliquer.

Programmes de GDP et impact de leurs appuis financiers

- 16 Références :**
- (i) Pièce [B-0048](#), p. 13, Tableau 9;
 - (ii) Pièce [B-0076](#), p. 13, Tableau 9;
 - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 22, Tableau R-12.1 et p. 4, R2.1;
 - (iv) Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2024, pièces [B-0009](#), p. 11, [B-0012](#), p. 3 et [B-0014](#), p. 3 ;
 - (v) Dossier R-4270-2024 Phase 3, décision [D-2025-033](#), p. 69, 83 et 84, par. 235, 296 et 298 ;
 - (vi) Pièce [B-0027](#), p. 6 et 7, Tableaux 1 et 2
 - (vii) Pièce [B-0078](#), p. 42, R21.1;
 - (viii) Pièce [B-0078](#), p. 43, R21.2.1;

Préambule :

(i)

Tableau 9
Impacts énergétiques des programmes de GDP - 2024-2028 (MW)

	2024	2025 (Autorisé)	2025 (Projeté)	2026	2027	2028
Impact énergétique	177	235	172	152	172	185
Marché Résidentiel	174	150	87	117	132	140
Marché Affaires	3	85	85	35	40	45

(ii)

Tableau 9
Impacts énergétiques des programmes de GDP - 2024-2028 (MW)

	2024	2025 (Autorisé)	2025 (Projeté)	2026	2027	2028
Impact énergétique	87	235	191	179	200	211
Marché Résidentiel	84	150	106	144	160	166
Marché Affaires	3	85	85	35	40	45

(iii)

Tableau R-12.1
Nombre de clients et contribution en MW des programmes de GDP pour la clientèle résidentielle

Programmes de GDP	Années				
	2024	2025	2026	2027	2028
Volet Résidentiel					
Nombre de nouveaux clients	27 000	33 000	45 000	50 000	52 000
Contribution - Nouveaux clients (MW)	84	106	144	160	166
Nombre total de clients	56 000	86 000	129 000	176 000	224 000
Contribution - Tout client (MW)	174	275	413	563	717

La Régie note que pour le volet Affaires, le Distributeur réfère à la réponse à la question 2.1 dans laquelle il mentionne la nouvelle approche de suivi des hypothèses de certains programmes.

(iv) Le suivi annuel en référence fait état d'une réduction de puissance de 174 MW pour les programmes de GDP pour la clientèle résidentielle.

(v) Les appuis financiers novateurs pour les programmes de GDP visent l'adhésion de nouveaux clients, la pérennisation de la participation des clients existants ainsi que l'augmentation de leur contribution. Eu égard de ces objectifs le Distributeur a retenu :

- Une réduction de puissance totale de 235 MW effective à l'hiver 2025-2026 estimée en tenant compte de la différence entre les approvisionnements apparaissant dans la rubrique Gestion de la demande en puissance du Tableau 3.2 de l'État d'avancement 2023 du plan d'approvisionnement 2023-2032 pour les hivers 2024-2025 et 2025-2026, des résultats des projets pilotes et des taux d'impact connus ou envisagés pour les appuis financiers.
- Un coût de 300 \$/kW installé pour lequel il fournit les hypothèses.

(vi) Le Distributeur présente les besoins et les approvisionnements en puissance de 2025 à 2028. La Régie présente un extrait ci-dessous :

En MW	Hiver	Hiver	Hiver
	2025-2026	2026-2027	2027-2028
	Année témoin	Année témoin	Année témoin
APPROVISIONNEMENTS			
COURT TERME	4 133	4 096	4 555
Gestion de la demande de puissance	2 598	2 710	2 868
• GDP Engagement	1 060	1 065	1 070
• GDP Affaires / GDP Latitude	930	935	940
• Tarification dynamique	608	710	858

(vii) « [...] *Le bilan [besoins et approvisionnements en puissance de 2025 à 2028] présente la contribution attendue des options tarifaires de GDP, comme les options de tarification dynamique. Pour cette raison, la rubrique « Tarification dynamique » au tableau de la référence (i) est adéquate.* »

(viii) « *Pour le marché Affaires, le Distributeur précise que les prévisions présentées au tableau 9 révisé visent la participation à la GDP Affaires/Latitude et à la GDP Engagement. Le Distributeur*

n'a pas ventilé le budget pour ces options tarifaires. Les aides financières servent principalement à augmenter la participation de la clientèle et leur performance et, dans une moindre mesure, éviter l'érosion de la participation de la clientèle.

Pour le marché résidentiel, les prévisions présentées à la référence (i) [besoins et approvisionnements en puissance de 2025 à 2028] incluent celles du tableau 9 révisé [référence (ii)] auxquelles ont été ajoutées les prévisions faites aux fins du bilan de puissance relatives aux programmes résidentiels pour la GDP dont le lancement est envisagé au cours de la période 2026 à 2028. » [nous ajoutons]

Demandes :

- 16.1 La Régie observe que la réduction de puissance en 2024 a été révisée de 174 MW à 84 MW (références (i) et (ii)) et que, selon le Distributeur, 84 MW correspondraient à la contribution de nouveaux clients alors que 174 MW correspondraient à la contribution de tous les clients. Elle note cependant que le résultat présenté à la référence (iv) est de 174 MW. Veuillez :
- 16.1.1 Valider la compréhension de la Régie selon laquelle l'impact des appuis financiers des *programmes de GDP* qui sera comptabilisé en mode prévisionnel et dans les suivis annuels (réel) sera exclusivement celui de nouveaux clients (référence (iii)), contrairement à ce que le Distributeur indiquait au dossier tarifaire 2025 (référence (v)) et indique à la référence (viii). Veuillez élaborer.
- 16.1.2 Préciser si les résultats présentés à la référence (iv) seront corrigés afin que ceux-ci soient cohérents avec les réductions de puissance présentées au présent dossier. Le cas échéant, veuillez déposer les pièces corrigées.
- 16.2 Veuillez expliquer la façon dont les réductions de puissance initialement présentées pour le programme *GDP clientèle résidentielle* (référence (i)) avaient été calculées et justifier leur modification à celles de la référence (ii).
- 16.3 En tenant compte des références (ii) et (v), veuillez préciser qualitativement et quantitativement la façon dont chacune des prévisions annuelles du bilan de puissance (Tableau de la référence (vi)) pour *Tarifification dynamique* (MW) comptabilisent ou incluent (références (vii) et (viii)) chacun des aspects suivants :
- Les prévisions apparaissant au Tableau 9 révisé de la référence (ii) pour le marché résidentiel ;
 - Les prévisions apparaissant au Tableau R-12.1 de la référence (iii), le cas échéant ;
 - Les prévisions « *faites aux fins du bilan de puissance relatives aux programmes résidentiels pour la GDP dont le lancement est envisagé au cours de la période 2026 à* »

2028 » [nous soulignons]. Veuillez également fournir ces prévisions et préciser à quel(s) nouveau(x) programme(s) à lancer elles s'associent ;

- Autres considérations. Veuillez expliquer en quoi consistent celles-ci, le cas échéant.

16.4 En tenant compte des références (ii), (v) et de votre réponse à la question 6.2, Veuillez préciser qualitativement et quantitativement la façon dont chacune des prévisions annuelles du bilan du puissance (Tableau de la référence (vi)) pour *GDP Affaires/Latitude et GDP Engagement* (MW) comptabilisent ou incluent (référence (viii)) :

- Les prévisions apparaissant au Tableau 9 révisé de la référence (ii) pour les nouveaux clients du marché affaires ;
- Les prévisions quant à la pérennisation de la clientèle affaires, non précisées à la référence (iii) mais ayant, selon le Distributeur à la référence (viii), un impact « moindre » que celui de l'aspect mentionné à la puce précédente ;
- Autres considérations. Veuillez expliquer en quoi consistent celles-ci, le cas échéant.

- 17 Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableau 8, p. 13;
 - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 31, R16.2;
 - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 31, R16.3;
 - (iv) Pièce [B-0078](#), p. 32, R16.6;
 - (v) Pièce [B-0078](#), p. 25, R13.2;
 - (vi) Pièce [B-0078](#), p. 24, R13.1;
 - (vii) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0295](#), p. 13 et 14 ;
 - (viii) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0100](#), p. 17, R7.5 ;
 - (ix) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0100](#), p. 25, R12.3 ;
 - (x) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0202](#), p. 11, R4.3.

Préambule :

(i) Budgets annuels des programmes de GDP.

(ii) « *Les coûts totalisant 50,7 M\$ retranchés de la sous-activité « Expérience client » sont des charges d'exploitation liées aux appuis financiers en GDP.*

- *La rubrique « Marché résidentiel » totalise 15,8 M\$ et regroupe les récompenses versées aux clients ainsi que des frais associés au traitement et à l'octroi des appuis financiers ;*
- *La rubrique « Marché affaires » ne comporte aucun coût ;*
- *La rubrique « Activité communes » totalise 34,9 M\$ et regroupe des coûts liés à la commercialisation, aux technologies numériques, à l'innovation technologique, ainsi qu'aux activités de suivi et rendre compte. [nous soulignons]*

(iii) « [...] À partir de 2026, aucun montant de récompense ou de rémunération n'est inclus dans les charges d'exploitation des programmes GDP, tant pour le marché résidentiel que pour le marché Affaires. » [nous soulignons]

(iv) « Les charges d'exploitation en GDP ne comportent aucun élément qui justifierait leur intégration aux achats d'électricité. [...] »

(v) « Après analyse, le Distributeur confirme que, dans le cadre des programmes de GDP, le TNT est considéré équivalent au TAP. Les tableaux R-13.2-A, R-13.2-B et R-13.2-C présentent les résultats révisés. Par ailleurs, ces tableaux révisés incorporent également la modification des MW servant aux analyses économiques [...]. » [nous soulignons]

(vi) « Bien que des appuis financiers aient été versés en 2024 et 2025, le Distributeur n'est pas en mesure de calculer le TP ni le TCTR en l'absence de données sur les coûts assumés par les clients pour les mesures bénéficiant d'un appui financier pour les années 2026 à 2028. » [nous soulignons]

(vii) « [...] le Distributeur souhaite faire évoluer cette offre [Hilo et appareils compatibles] afin que les clients soient éventuellement rémunérés pour leur effacement par le biais d'une option de tarification dynamique. Conséquemment, les coûts basculeront vers ceux des options tarifaires inclus dans les achats d'électricité à partir du 1^{er} avril 2025. » [nous soulignons] [nous ajoutons]

(viii) « Sur la base des informations dont il dispose, incluant l'expérience à ce jour pour l'installation d'équipements par le truchement de la filiale Hilo, ce coût [300 \$/kW installé] devrait permettre de couvrir, outre l'installation clés en main chez les clients [...]. » [nous soulignons]

(ix) « [pour la GDP clientèle affaires] Ce coût [300 \$/kW installé] devrait permettre de couvrir des mesures telles que la programmation de séquences GDP, l'ajout de points de contrôle et l'installation de systèmes d'automatisation du bâtiment. » [nous soulignons]

(x) « [...] Le coût par kW installé dépend du nombre et du type d'appareils, par exemple de thermostats pour plinthes électriques, pour planchers chauffants ou pour systèmes centraux. Il dépend également de la contribution des clients au coût des appareils. À titre indicatif, le coût moyen pour un client résidentiel oscille entre 150 et 250 \$/kW installé, incluant les appareils, la passerelle et l'installation par un technicien (le cas échéant).

[...]

Le Distributeur souligne qu'il ne peut divulguer les coûts spécifiques liés au coût et à l'installation des différents appareils. En effet, le Distributeur possède des ententes commerciales avec différents fournisseurs. Une divulgation des prix prévus par ces ententes pourrait nuire à ces fournisseurs et est de nature confidentielle. » [nous soulignons]

Demandes :

- 17.1 Veuillez justifier la comptabilisation de récompenses aux clients via des options tarifaires en tant que charges d'exploitation « liées » aux appuis financiers pour l'acquisition et l'installation de technologies facilitant la GDP accordés via les programmes de GDP (référence (ii)). Veuillez élaborer.
- 17.2 Veuillez préciser la rubrique de coût dans laquelle les récompenses ou les rémunérations des options tarifaires seront comptabilisées à partir de 2026 (référence (iii)).
- 17.3 Veuillez préciser la part des budgets annuels de la rubrique « *Activités communes* » des programmes de GDP liée à l'offre des options tarifaires (référence (i)), le cas échéant.
- 17.4 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle les charges d'exploitation en GDP ne comportent aucun élément qui justifierait leur intégration aux achats d'électricité avec ce que le Distributeur annonçait à ce sujet au dossier tarifaire 2025 (référence (vii)). Veuillez élaborer.
- 17.5 Veuillez justifier qu'en moyenne, entre 2026 et 2028, l'octroi d'appuis financiers pour des technologies facilitant la GDP pour 53 M\$, nécessite des charges d'exploitation comparables, soit 38 M\$ (42 % des coûts totaux), alors que les charges d'exploitation des programmes d'ÉÉ ne comptent que pour environ 5 % des coûts totaux.
- 17.6 Veuillez confirmer que les calculs des Tableaux R-13.2-A à R-13.2-C (référence (v)) tiennent compte des charges d'exploitation du Tableau 8 de la référence (i). Dans la négative, veuillez expliquer.
- 17.7 Veuillez expliquer l'analyse réalisée par le Distributeur lui permettant de conclure que dans le cadre des programmes de GDP, le TNT est considéré équivalent au TAP (référence (v)).
- 17.8 Veuillez justifier « l'absence » de données sur les coûts assumés par les clients pour les mesures bénéficiant d'un appui financier pour le calcul des tests TP et TCTR (référence (vi)), en tenant compte dans votre réponse, des précisions du Distributeur aux références (viii) à (x) et du fait que depuis 2024, les appuis financiers offerts par le Distributeur couvrent une partie ou la totalité des coûts d'acquisition ainsi que les coûts d'installation des technologies facilitant la GDP. Veuillez élaborer.

Sensibilisation intégrée

- 18 Références :** (i) Pièce [B-0078](#), p. 11, R6.1 et Annexe A, p. 29, [Tableau 4-9](#);

(ii) Dossier R-4270-2024, pièce [B-0100](#), p. 13 et 14, préambule question 5 et R5.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente, à l'annexe A de la réponse à la DDR#2 de la Régie, le rapport d'évaluation pour l'année 2024 du volet *Sensibilisation intégrée* corrigeant le Tableau 4-9, dont la Régie présente un extrait ci-dessous :

Tableau 4-9 Économies annuelles nettes totales influencées par Hydro-Québec par mesure

MESURES	Nbre de ménages influencés (milliers)	Économies /ménage 2024 (kWh)	Économies totales*						
			2024 (GWh)	2023 (GWh)	2022 (GWh)	2021 (GWh)	2020 (GWh)	2019 (GWh)	2018 (GWh)
Total influencé par Hydro-Québec		96,3 (12,9 %)	86,6 (12,9 %)	90,6 (13 %)	72,8 (13 %)	86,1 (14 %)	81,3 (13 %)	74,9 (14 %)	
Total pour l'ensemble des ménages ayant implanté la mesure (influencés ou non)		745,6 (100 %)	671,8 (100 %)	694,0 (100 %)	571,2 (100 %)	622,5 (100 %)	624,9 (100 %)	550,0 (100 %)	
Tendanciel (total moins influence d'Hydro-Québec)		649,3 (87,1 %)	585,2 (87,1 %)	603,4 (87 %)	498,7 (87 %)	536,3 (86 %)	543,6 (87 %)	475,1 (86 %)	

*Note : pour les années 2022 et les précédentes, nous présentons les économies incluant le DRMC, le CV.

(ii) Au dossier tarifaire 2025, le Distributeur a reconnu une erreur dans l'historique des économies nettes totales de 2018 à 2022 au Tableau 4-9 du rapport d'évaluation du volet *Sensibilisation intégrée* pour l'année 2023 dont un extrait est présenté ci-après :

Tableau 4-9 Economies annuelles nettes totales influencées par Hydro-Québec par mesure

MESURES	Nbre de ménages influencés (milliers)	Économies unitaires par ménage 2022 (kWh)	Économies totales						
			2023 (GWh)	2022 (GWh)	2021 (GWh)	2020 (GWh)	2019 (GWh)	2018 (GWh)	2017 (GWh)
Total influencé par Hydro-Québec		86,6 (12,9 %)	72,8 (13 %)	86,1 (13 %)	90,6 (13 %)	72,8 (13 %)	86,1 (13 %)	81,3 (14 %)	
Total pour l'ensemble des ménages ayant implanté la mesure (influencés ou non)		671,8 (100 %)	571,2 (100 %)	622,5 (100 %)	694,0 (100 %)	571,2 (100 %)	622,5 (100 %)	624,9 (100 %)	
Tendanciel (total moins influence d'Hydro-Québec)		585,2 (87,1 %)	498,7 (87 %)	536,3 (86 %)	603,4 (87 %)	498,7 (87 %)	536,3 (86 %)	543,6 (87 %)	

Le Distributeur a également indiqué que les informations du Tableau 1 produit par la Régie à partir des résultats des rapports d'évaluation de 2028 à 2022 et présenté ci-après sont valides :

TABEAU 1.
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE NETTES DU VOLET SENSIBILISATION INTÉGRÉE UNE FOIS LE CHEVAUCHEMENT
AVEC D'AUTRES PROGRAMMES OU MESURES PRIS EN COMPTE

	Économies d'énergie nettes évaluées (GWh)				
	2018 (v)	2019 (iv)	2020 (iii)	2021 (iii)	2022 (ii)
Activités spécifiques	42,3	47,6		51,7	59,6
Communications générales	18,4	19		13,3	18,9
Total volet Sensibilisation intégrée	60,6	66,6	72,5	65	78,5
CV/DRMC (Influence à long terme)				3,2	5,7
Total volet <i>Sensibilisation intégrée</i> incluant l'influence à long terme des outils CV/DRMC				68,2	84,2

Demande :

La Régie remarque que le Tableau 4-9 du rapport d'évaluation pour l'année 2024 corrigé par le Distributeur fait état des économies de 2018 à 2022 obtenues avant de retirer le chevauchement avec les outils DRMC/CV.

18.1 Veuillez confirmer que les économies nettes totales que le Distributeur s'est attribuées de 2018 à 2022 pour le volet *Sensibilisation intégrée* correspondent à celles présentées au Tableau 1 au préambule (ii), soit une fois le chevauchement avec les outils DRMC/CV retiré et, le cas échéant (années 2021 et 2022), une fois que l'influence à long terme des outils mentionnés ajoutée.

18.1.1 Dans la négative, veuillez présenter les économies attribuées au volet avec les références aux conclusions et recommandations des rapports d'évaluation pertinentes.

Évaluations d'impact déposées en 2025

- 19. Références :**
- (i) Suivi administratif de la décision D-2025-033 pour l'année 2024. Évaluation *Sensibilisation Mieux consommer - Sensibilisation intégrée*, [Annexe B](#), p. 1 à 31, dont un tableau a été corrigé à la pièce [B-0078](#), p. 11, R6.1 et Annexe A, p. 29, [Tableau 4-9](#);
 - (ii) Suivi administratif de la décision D-2025-033 pour l'année 2024. Évaluation *Sensibilisation Mieux consommer - Piscines efficaces*, [Annexe A](#), p. 1 à 33.
 - (iii) Dossier R-4270-2024 Ph3, pièce [B-0114](#), Évaluation *Sensibilisation Mieux consommer - Sensibilisation intégrée* pour l'année 2023, Annexe E, p. 1 à 32.
 - (iv) Évaluations *Produits Mieux Consommer – Éclairage résidentiel* au Suivi administratif de la décision D-2019-088 pour l'année 2021.,

[Annexe B](#), p. 11 et Rapport annuel 2018, pièce [B-0068](#), annexe D, p. 11.

Préambule :

Référence (i) :

- Dans l'évaluation de 2024 du volet *Sensibilisation intégrée*, l'estimation « en bloc », mise de l'avant dans l'évaluation de 2023, est maintenue, mais l'influence attribuée à Hydro-Québec comprend les participants à Hilo et à l'OPÉ.
- Les paramètres techniques et algorithmes de calcul des économies d'énergie unitaires développés par la firme d'ingénierie PMA, datant de 2016, sont utilisés. L'évaluateur indique avoir mis à jour quelques bases de référence dans ses suivis les plus récents.
- À partir d'une étude réalisée en 2016 (par Ad hoc recherche) l'évaluateur indique, sur la base de référence de la mesure « *Thermostats électroniques* », que des thermostats mécaniques seraient toujours présents sur quelques sites web des détaillants. Il aurait fait une « *brève revue des sites web des détaillants en 2024* ».

Référence (ii)

- Dans l'évaluation de 2024 du volet *Piscines efficaces*, une nouvelle approche est retenue. Celle-ci considère l'influence d'Hydro-Québec « en bloc », sans faire de distinction entre les sources d'influence. Cette influence est, selon l'évaluateur « *calculée pour chacun des produits plutôt que globalement et, de ce fait, elle est donc plus précise* » que celle utilisée aux évaluations précédentes (2022 et années antérieures).
- L'évaluation ne fait plus la distinction entre l'impact de la campagne OIP et celui de communications générales. Des programmes en vigueur tels que l'OPÉ (sensibilisation), Hilo et LogisVert (appuis financiers) seraient, selon l'évaluateur, des « sources d'influence » mentionnées par des répondants.

Référence (iii) :

- Pour le volet *Sensibilisation intégrée*, une nouvelle approche est retenue dans l'évaluation de 2023. Toute l'influence attribuée à Hydro-Québec a été considérée « en bloc » sans faire la distinction entre les sources d'influences spécifiques, soit des activités spécifiques à la *Sensibilisation intégrée* ou des communications générales, puisque, selon l'évaluateur, les participants à Hilo et à l'OPÉ avaient été exclus et que les programmes DRMC et CV n'existaient plus.

Référence (iv) :

- La Régie constate, aux évaluations en référence, que des triangulations sont faites afin de vérifier si les résultats obtenus par plusieurs méthodes sont comparables. Notamment, la

Régie observe le recours à des panels Delphi (panels d'experts), entrevues auprès des manufacturiers et détaillants, analyses de régression effectuées à partir des données des sondages Web canadiens et balisages.

Références (i) et (iii) :

- Les évaluations de 2024 ne fournissent pas d'information sur l'incertitude des données provenant de différentes sources/approches permettant d'estimer les économies du volet *Sensibilisation intégrée*.
- Les taux d'adoption de mesures/comportements définis découlent de questions de sondage de type *avez-vous adopté tel comportement ou telle mesure dans votre ménage durant l'année n ?*
- Les taux d'influence définis pour les réponses des ménages aux questions à l'effet qu'Hydro-Québec aurait eu « *beaucoup d'influence* », « *assez d'influence* » ou « *peu d'influence* » sur leurs choix en efficacité énergétique, sont de 80 %, 20 % et 10 %, respectivement.

Demandes :

- 19.1 Veuillez expliquer que l'évaluation 2024 du volet *Sensibilisation intégrée* comprenne, dans le calcul de l'influence attribuée à Hydro-Québec, les participants à Hilo. Veuillez considérer dans votre réponse l'exclusion de ces participants dans l'évaluation de 2023 en lien avec l'explication de l'approche « en bloc » (le volet OPÉ ayant été fusionné à la *Sensibilisation intégrée* après l'évaluation de 2023) (références (i) et (iii)).
- 19.2 Veuillez élaborer sur la plus grande précision de la nouvelle approche « en bloc » considérant que l'ancienne approche permettait à la fois de tenir compte de l'influence par produit/mesure/comportement et de distinguer l'influence des activités spécifiques (*campagne OIP* ou *Sensibilisation intégrée*) de celle des communications générales d'Hydro-Québec (références (ii) et (iii)).
- 19.3 Veuillez commenter l'opportunité et la pertinence de revoir prochainement les bases de référence et les algorithmes de calcul des économies d'énergie unitaires du volet *Sensibilisation intégrée* (référence (i)).
- 19.4 La Régie note que la stratégie principale des évaluations du volet *Sensibilisation intégrée* consiste à appliquer à une grande population, soit le nombre de ménages au Québec, des taux d'adoption des mesures/comportements (oscillant, en 2024, entre 3 % et 34 %) et ensuite des taux d'influence (oscillant, en 2024, entre 7 % et 19 %), afin d'estimer le nombre de ménages influencés par Hydro-Québec (références (i) et (iii)).

Veillez élaborer sur le degré d'incertitude dans la détermination des économies de ce volet. Notamment :

19.4.1. Veillez commenter la subjectivité des taux d'influence définis par l'évaluateur, impactant l'estimation des ménages influencés par Hydro-Québec.

19.4.2. Considérant que le taux d'influence maximal obtenu en 2024 est de 19 %, veillez valider la compréhension de la Régie selon laquelle la proportion de ménages ayant indiqué qu'Hydro-Québec aurait eu « *beaucoup d'influence* » sur leurs choix est négligeable.

19.5 Considérant votre réponse à la question précédente, veillez élaborer sur l'opportunité et la pertinence de contrevalider la détermination du nombre de ménages influencés par Hydro-Québec par d'autres approches (référence (iv)).

19.6 Veillez expliquer si la détermination du niveau d'influence d'Hydro-Québec « en bloc » pour les volets *Sensibilisation intégrée* et *Piscines efficaces* (références (i), (ii) et (iii)) peut faire en sorte que les participants aux sondages réalisés dans les évaluations :

- Confondent les initiatives de sensibilisation (récentes et anciennes) d'Hydro-Québec avec celles d'autres joueurs comme les ministères ou même avec les effets tendanciels. Veillez tenir compte de l'ancienneté des initiatives ayant, selon l'évaluateur, une « influence cumulée », pouvant dater de plus de 20 ans.
- Accordent un impact de sensibilisation en termes de GWh à des interventions en efficacité énergétique prescriptives, soit celles octroyant des appuis financiers et non vouées à la sensibilisation, même à celles visant la réduction de puissance en pointe hivernale (ex. Hilo).

19.7 Dans le contexte de transition énergétique actuel et de cibles ambitieuses pour le Québec requérant que les résultats atteints soient les plus proches de la réalité, veillez justifier que l'impact énergétique associé au volet *Sensibilisation intégrée* et au volet *Piscines efficaces* à l'année « n » ne se limite pas :

- À l'année « n » (sans attribution à des effets cumulatifs) ;
- Aux initiatives spécifiques à chaque volet évalué (campagnes *OIP* et *Sensibilisation intégrée*), excluant tout autre programme du Distributeur ou d'autrui (mais pour *Sensibilisation intégrée*, incluant l'OPÉ).

19.8 Considérant vos réponses aux questions précédentes, veillez expliquer sur si la méthode actuelle d'évaluation des volets *Sensibilisation intégrée* et *Piscines efficaces* peut mener à une surestimation de l'impact réel de ceux-ci, notamment, par la possible comptabilisation :

- D'effets cumulatifs antérieurs à l'année évaluée ;
 - D'effets de bénévolat et d'entraînement (récents et anciens) associés à d'autres IEÉ d'HQ, même si celles-ci ne sont pas vouées à la sensibilisation et ne visent pas la réalisation d'économies d'énergie (ex. Hilo pour *Sensibilisation intégrée* et *Piscines efficaces* et *LogisVert* pour Piscines efficaces) ;
 - D'effets de programmes et mesures d'autres joueurs comme les ministères (récents et anciens) (sensibilisation intégrée) ;
 - Des économies tendancielle ;
- Veillez élaborer.

Base de tarification et revenus requis

- 20. Références :**
- (i) Pièce [B-0002](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 7 et 8, tableau 1;
 - (iii) Pièce [B-0013](#), p. 31 à 33, tableaux A-13 à A-15;
 - (iv) Pièce [B-0013](#), p. 18, tableau 20.

Préambule :

(i) « *ÉTABLIR les bases de tarification (moyenne des 13 soldes) pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 respectivement de 18 869,7 M\$, 20 975,8 M\$ et 23 469,7 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* ». [nous soulignons]

(ii) Selon le tableau, la compensation réseaux municipaux est de 20,1 M\$ en 2026, de 25,5 M\$ en 2027 et de 31.1 M\$ en 2028.

(iii) Les tableaux A-13 à A-15 présentent la base de tarification pour les années témoins 2026 à 2028.

(iv) Au Tableau 20, HQD présente les mises en service de la catégorie Maintien des actifs pour la période 2024-2028.

Demandes :

20.1 Selon la référence (i), la base de tarification (moyenne des 13 soldes) pour les années 2026, 2027 et 2028 sont de 18 869,7 M\$, 20 975,8 M\$ et 23 469,7 M\$. La Régie constate que selon la référence (iii) que ces montants correspondent à la base de tarification au 31 décembre.

Veillez confirmer les bases de tarification selon la moyenne des 13 soldes pour les années 2026 à 2028.

20.1.1. Au besoin, veuillez corriger les références (i) et (iii).

20.2 Veuillez présenter et expliquer les principaux projets et les principaux facteurs justifiant la croissance des mises en service de la sous-catégorie Autres actifs à la référence (iv).

20.3 Veuillez présenter et expliquer le calcul de la compensation en référence (ii).

Logiciel CED et IMA 2.0 - Pérennité du parc

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), page 36;
 - (ii) Dossier R-4047-2018 Phase 1, décision [D-2019-042](#), p. 11, par. 33;
 - (iii) Dossier R-4047-2018 Phase 2, décision [D-2019-109](#), p. 54, par. 191;
 - (iv) Pièce [B-0013](#), page 35, tableau A-21
 - (v) Dossier R-4305-2025, pièce [B-0017](#), p. 54 et 55, R-12.2.1.

Préambule :

(i) « *La modernisation du logiciel CED est la plus optimale compte tenu des délais de réalisation, des risques technologiques et des coûts supplémentaires d'implantation d'une nouvelle solution entière* ».

(ii) « *Les Demandeurs soutiennent que le remplacement complet des systèmes Spectrum, Laser, Gen-4 et du Logiciel CED est la seule solution envisageable. En effet, aucune autre solution n'a été considérée par le Transporteur pour ses systèmes, en raison de leur abandon par le fournisseur ou de la grande complexité de passer à une version plus récente. En ce qui a trait au Distributeur, les investissements requis pour maintenir le développement d'interfaces complexes pour assurer le transfert d'informations avec le SCR-T ne feraient que retarder de quelques années le remplacement du Logiciel CED, qui devient incontournable à partir de 2023*. » [nous soulignons]

(iii) « *Tel que noté par la Régie dans sa décision D-2019-042, le Transporteur soutient que le remplacement complet des systèmes Spectrum, Laser, Gen-4 et du Logiciel CED est la seule solution envisageable. En effet, aucune autre solution n'a été considérée par le Transporteur pour ses systèmes, en raison de leur abandon par le fournisseur ou de la grande complexité de passer à une version plus récente* ». [nous soulignons]

(iv) Le Distributeur présente, dans le tableau A-21, les mises en service des projets majeurs autorisés par Hydro-Québec.

(v) « Le balisage réalisé démontre que la durée de vie des compteurs se situe entre 15 et 18 ans. Au-delà de cette période, les essais sur le vieillissement accéléré ont démontré une augmentation significative de leur taux de défaillance.

Le réseau de télécommunication Mesh RF actuel est trop limité pour répondre aux besoins de l'avenir en termes de vitesse et volumétrie de données. Ainsi, l'obsolescence technologique et la capacité insuffisante du réseau de télécommunication justifient ce besoin de remplacer le parc de compteurs afin d'assurer la pérennité et la fiabilité de l'infrastructure.

Le déploiement des compteurs débutera en 2026 par un projet pilote pour s'assurer que ces derniers répondent aux exigences d'Hydro-Québec et aux normes de Mesures Canada. Dès 2027, près de 650 000 compteurs seront déployés par année ». [nous soulignons]

Demandes :

- 21.1 Veuillez expliquer et justifier l'affirmation, référence (i), voulant que la modernisation du logiciel CED soit la solution la plus optimale alors que les références (ii) et (iii) indiquent que le remplacement du logiciel CED est la seule solution possible et qui devient incontournable à partir de 2023.
- 21.2 Veuillez confirmer que les mises en service pour le projet IMA 2.0 en 2027 et 2028, référence (iv) s'explique uniquement par le déploiement des compteurs, référence (v). Dans la négative, veuillez élaborer.
- 21.2.1. Veuillez expliquer les mises en service en 2026 pour le projet IMA 2.0 alors que, selon la référence (v), le projet débutera par un projet pilote et que les compteurs seront déployés qu'en 2027.
- 21.2.2. Veuillez confirmer que les mises en service pour le projet IMA 2.0 après 2028 s'expliquent uniquement par le déploiement des compteurs. Dans la négative, veuillez élaborer.
- 21.3 Veuillez confirmer que les nouveaux compteurs qui seront installés dans le cadre du projet IMA 2.0 auront une durée de vie similaire au parc de compteurs actuel, soit de 15 à 18 ans selon la référence (v).
- 21.4 Veuillez expliquer les besoins en termes de vitesse et volumétrie de données, à la référence (v), justifiant le remplacement du parc de compteurs.

Bornes de recharge

- 22. Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), p. 20, tableau 25;
 - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 21, tableau 26;
 - (iii) Pièce [B-0013](#), p. 21, tableau 27;
 - (iv) Dossier R-4305-2025, pièce [B-0011](#), p. 24, tableau 10;
 - (v) Dossier R-4305-2025, pièce [B-0017](#), p. 52, R-11.2;
 - (vi) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0047](#), p. 41 et 42;
 - (vii) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0047](#), p. 47, tableau B-3;
 - (viii) Circuit électrique, [Exporter la liste complète des bornes dans un format compatible à Microsoft Excel](#);
 - (ix) Statistique Canada, [Ventes de véhicules automobiles neufs, septembre 2025](#), Le quotidien, 17 novembre 2025;
 - (x) Gouvernement du Québec, [Le gouvernement du Québec annonce qu'il lève l'interdiction de vendre des véhicules à essence neufs en 2035](#), Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, 26 septembre 2025.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente, au tableau 25, le nombre prévu de points de recharge BRCC.
- (ii) Le Distributeur présente, au tableau 26, le rendement sur les actifs relatifs aux BRCC.
- (iii) Le Distributeur présente, au tableau 27, l'impact du projet BRCC sur ses revenus requis;
- (iv) HQTD présente, au tableau 10 la répartition dans la Vue électrique pour les sous-activités Commercialisation et Mobilité.
- (v) « HQTD ont surévalué les subventions à recevoir pour les bornes de recharge rapide dans le dossier R-4270-2024 pour l'année témoin 2025, influençant donc à la baisse la répartition en pourcentage vers le Distributeur ».
- (vi) « En 2023, avec la parution de la Stratégie québécoise sur la recharge de VÉ, l'objectif pour 2030 est passé à 2 millions de VÉ et à 6 700 bornes rapides publiques. Malgré cette révision à la hausse, l'objectif de déploiement de bornes rapides attribué au Distributeur est resté à 2 530 bornes, dont 30 ont été entièrement financées par le gouvernement du Québec ».
- (vii) Dans le cadre du dossier R-4270-2024, le Distributeur présente, au tableau B-3, le nombre prévu de points de recharge BRCC.
- (viii) Le fichier Excel présente la liste complète des bornes du Circuit électrique.

(ix) « En septembre 2025, 17 192 véhicules à émission zéro (VEZ) neufs ont été vendus; il s'agit d'une diminution de 43,3 % par rapport au même mois un an plus tôt. Les VEZ ont représenté 10,2 % du total des véhicules automobiles neufs vendus au cours du mois, comparativement à 18,2 % en septembre 2024 ».

(x) « Le gouvernement fixe également un nouveau calendrier de cibles pour les véhicules électriques :

- L'objectif de 100 % de véhicules zéro émission en 2035 est remplacé par une cible de 90 %, combinant véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables (VHR);
- Les cibles annuelles de vente de véhicules électriques d'ici 2035 seront aussi allégées ».

Demandes :

22.1 Veuillez clarifier et définir les différences entre le « Projet BRCC », référence (iii), et le Circuit électrique, référence (viii).

22.2 Veuillez clarifier et définir les différences entre le « Projet BRCC », référence (iii), et les bornes de niveau de recharge « BRCC », référence (viii).

22.2.1. La Régie constate que selon le fichier en référence (viii), il y a 1187 bornes de niveau de recharge « BRCC ». Veuillez expliquer la différence entre ce nombre et le nombre de bornes dans le tableau en référence (i) pour 2025, soit 1371.

22.2.2. La Régie constate que selon la référence (viii), il y a 38 bornes en Ontario, dont 12 de niveau de recharge « BRCC ». Veuillez confirmer que ces bornes ne sont pas incluses dans les tableaux en références (i). Dans la négative, veuillez élaborer.

22.2.3. Veuillez confirmer que les charges d'exploitation liées aux bornes à l'extérieur du Québec ne sont pas attribuées au Distributeur. Dans la négative, veuillez élaborer.

22.3 La Régie constate que les tableaux aux références (i) et (vii) sont identiques. Veuillez confirmer que le nombre de bornes entre 2024 et 2030 est inchangé depuis le dossier tarifaire précédent.

22.3.1. Veuillez confirmer que la Stratégie québécoise sur la recharge de VÉ, référence (vi), n'a pas été modifiée depuis 2023. Dans la négative, veuillez élaborer.

22.3.2. Veuillez expliquer les différences entre les bornes rapides publiques et les bornes rapides attribué au Distributeur, à la référence (vi).

- 22.3.3. Veuillez confirmer que, outre les 30 bornes mentionnées à la référence (vi), aucune autre borne n'a été financée par le gouvernement du Québec.
- 22.4 Veuillez confirmer que seules les bornes de recharges appartenant au Distributeur sont incluses dans le tableau de la référence (i). Dans la négative, veuillez élaborer.
- 22.5 Veuillez définir le périmètre du Projet BRCC faisant l'objet du revenu requis à la référence (iii). Veuillez, entre autres, fournir la liste des appellations commerciales des bornes du Projet BRCC, indiquer sa source d'approvisionnement.
- 22.5.1. Veuillez fournir les coûts de l'approvisionnement en énergie et en puissance des bornes du projet BRCC.
- 22.5.2. Veuillez indiquer la part de ces coûts assumée par le Distributeur.
- 22.6 En lien avec les coûts de la sous-activité Mobilité, à la référence (vi), veuillez détailler les principales fonctions et tâches qui seront réalisées par le Distributeur ainsi que les montants associés.
- 22.6.1. Veuillez fournir la liste des principaux biens et services qui seront acquis par le Distributeur, tant à l'interne qu'à l'externe, ainsi que la raison de leur acquisition et les montants associés expliquer.
- 22.6.2. Outre les subventions, mentionnée à la référence (v), veuillez expliquer l'augmentation des charges d'exploitation du Distributeur de 19,5 M\$ à la référence (vi).
- 22.7 Veuillez, pour les années 2024 à 2028, fournir la consommation en énergie et en puissance des bornes du projet BRCC présenté à la référence (i).
- 22.8 Veuillez expliquer et justifier l'augmentation de 70 M\$, à la référence (ii), de la base de tarification entre l'année autorisée 2025 et l'année témoin 2028.
- 22.9 Veuillez expliquer comment évolue la planification du déploiement du « Projet de BRCC », en densité et en nombre de points de recharge, notamment en lien :
- 22.9.1. Avec l'évolution de la technologie des voitures électriques dont l'autonomie a augmenté significativement, ce qui peut réduire le besoin du service public de recharge en proportion du nombre de véhicules électriques mis en circulation;

22.9.2. Avec la baisse des ventes de véhicules électriques, référence (ix), et le changement récent des objectifs d'électrification du parc automobile à l'horizon 2035, référence (x).

Achats d'électricité

- 23. Références :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p. 9, tableau 3;
 - (ii) [Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives](#), article 160;
 - (iii) Pièce [B-0013](#), p. 7, tableau 1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente, au tableau 3, le coût des approvisionnements en électricité.
- (ii) *Aux fins de la première révision tarifaire visée au paragraphe 2° de l'article 159 de la présente loi :*

1° l'article 52.1.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, édicté par l'article 41 de la présente loi, doit se lire comme suit :

« 52.1.1. Lorsque la Régie établit les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, elle tient compte des montants de compensation alloués pour l'application de l'article 158 de la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (2025, chapitre 24). »;

2° le paragraphe 1° du deuxième alinéa de l'article 22.0.0.2 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), édicté par l'article 130 de la présente loi, doit se lire comme suit :

« 1° augmente, pour chacune des années visées par la révision tarifaire, le coût des approvisionnements en électricité patrimoniale obtenu par l'addition des produits du volume de consommation des catégories de consommateurs auxquelles un coût est alloué dans le décret no 75-2025 (2025, G.O. 2, 963), modifié par le décret no 226-2025 (2025, G.O. 2, 1595), exprimé en kWh, et du coût alloué, exprimé en \$/kWh, à l'exclusion de celui applicable à la catégorie des contrats spéciaux :

a) du résultat obtenu en multipliant le coût de tels approvisionnements de l'année précédente par 2 %;

b) en ajoutant au résultat obtenu au sous-paragraphe a une somme relative à une hausse des coûts d'acquisition de l'électricité patrimoniale, le cas échéant; ». [nous soulignons]

- (iii) Le Distributeur présente, au tableau 1, l'évolution des revenus requis du Distributeur.

Demandes :

23.1 À partir des données du tableau 3 de la référence (i), la Régie a préparé le tableau suivant :

	2024 Année historique	2025 Année de base	2026 Année témoin	2027 Année témoin	2028 Année témoin
Approvisionnement en électricité patrimoniale	32,2 \$/MWh	33,6 \$/MWh	34,1 \$/MWh	34,8 \$/MWh	35,5 \$/MWh
Taux de variation annuelle	s.o.	4,3%	1,5%	2,1%	2,0%

Compte tenu de l'article 160 de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* prévoit une augmentation annuelle de 2 % (référence (ii)), veuillez expliquer la croissance de 1,5% observée pour l'année témoin 2026.

23.2 À partir des données du tableau 1 de la référence (iii), la Régie a préparé le tableau suivant :

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs D-2025-033
	Réel	D-2025-033	Année de base	Année témoin	Année témoin	Année témoin	
Achats d'électricité (M\$)	7 718,3	8 372,9	8 789,1	8 833,0	9 144,3	9 660,6	1 287,7
Patrimoniale	5 528,3	5 886,2	5 904,0	6 060,7	6 223,2	6 354,2	468,0
Postpatrimoniale	2 028,9	2 419,0	2 728,1	2 622,2	2 768,3	3 145,2	726,2
Tarif de gestion de la consommation	48,7		54,3				
Ajustement des contrats spéciaux	98,4	60,8	96,9	144,5	141,8	144,0	83,2
Achats d'électricité en réseaux non reliés	14,0	6,9	5,8	5,6	11,0	17,2	10,3

23.2.1. Veuillez expliquer les achats d'électricité associés au « Tarif de gestion de la consommation » de 54,3 M\$ pour l'année de base 2025 alors qu'aucun montant n'était prévu dans la demande tarifaire précédente et qu'aucun n'est prévu pour le cycle tarifaire de la présente demande.

23.2.2. Veuillez expliquer la nature des « Ajustement des contrats spéciaux ».

23.2.3. Veuillez expliquer, chiffre à l'appui, l'augmentation de 83,2 M\$ (i.e. +137 %) des achats d'électricité associés à l'« Ajustement des contrats spéciaux ».

23.2.4. Veuillez expliquer l'augmentation de 10,3 M\$ (i.e. +149 %) des achats d'électricité en réseaux non reliés.

Hausse tarifaires

24. Références :
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 10, tableau A-1;
 - (ii) [Mécanisme de lissage – Rencontre technique du 11 novembre 2025](#), p. 5, p. 7 et p. 8.

Préambule :

- (i) Revenus additionnels requis et hausses tarifaire demandées aux 1^{er} avril 2026, 2027 et 2028 (M\$) :
- La ligne 4 du tableau réfère au « Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis », sans hausse de tarif de l'année en cours.
 - La ligne 20 du tableau réfère au « Revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif) ».
- (ii) *La pièce portant sur Mécanisme de lissage présente trois cas de hausse tarifaire*
- Cas #1 : Hausses tarifaires uniforme pour chacune des années du cycle tarifaire;
 - Cas #2 : Hausses tarifaires uniforme et application du plafond de 3 % pour la clientèle domestique pour chacune des années du cycle tarifaire;
 - Cas #3 : Application du plafond de 3 % pour la clientèle domestique et application du mécanisme de lissage.

Demandes :

24.1 Veuillez expliquer en détail et chiffres à l'appui, la différence entre les « Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis », sans hausse de tarif de l'année en cours et les « Revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif) » pour chacune des années du cycle tarifaire de la référence (i).

24.2 Veuillez réaliser le même exercice pour chacun des cas présentés à la référence (ii).