

Rapport annuel 2025

Requête 4336-2026

Réponses d'Enbridge Gaz Québec à la demande de renseignements no 2 de la Régie

RÉPONSES D'EGQ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'EXAMEN DU RAPPORT ANNUEL D'ENBRIDGE GAS QUÉBEC POUR LA PÉRIODE DU 1^{ER} JANVIER 2025 AU
31 DÉCEMBRE 2025

SPEDE – SUIVI DE LA STRATÉGIE [REDACTED]

1. **Références :**
- (i) Dossier R-4194-2023, Décision D-2023-055, p. 27, par. 104 à 122 ;
 - (ii) Pièce B-0021, p. 7, Tableau 4 et lignes 1 à 6.

Préambule :

(i) Le Distributeur a mentionné ses [REDACTED] par la stratégie lors du dossier R-4194-2023 Phase 2. Dans sa décision D-2023-055, la Régie a approuvé la stratégie [REDACTED] des droits d'émission présentée par EGQ.

« [122] Pour ces motifs, la Régie approuve la nouvelle stratégie d'achat des droits d'émission proposée par Gazifère afin d'assurer sa conformité au SPEDE. »

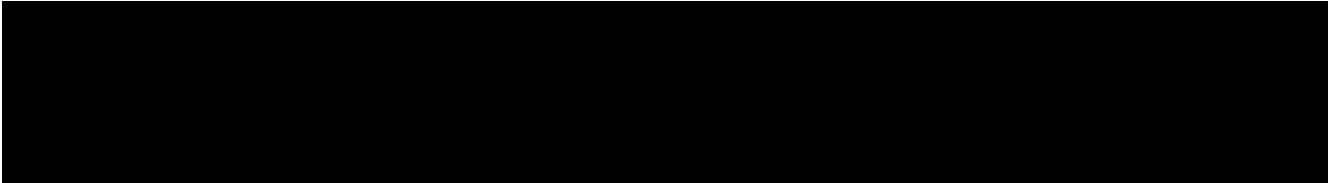
(ii) Le Distributeur présente le Tableau 4 concernant le suivi de la stratégie [REDACTED] incluant les résultats de l'année 2025 et fournit des explications de ceux-ci.

Demandes :

- 1.1 En tenant compte des résultats de l'année 2025 à la référence (ii), veuillez préciser leur impact sur les [REDACTED] mentionnées lors du traitement de la demande concernant la stratégie [REDACTED] (référence (i)). Veuillez élaborer.

Réponse 1.1 :

Voici, ci-dessous, un tableau présentant la prévision des prix du SPEDE, ainsi que les [REDACTED] par rapport à la stratégie :



Les [redacted] présentées dans le cadre du dossier R-4194-2023, Phase 2, reposaient sur les hypothèses et les informations disponibles au moment de leur élaboration. La stratégie approuvée par la Régie vise à la fois à [redacted]
[redacted]
[redacted] À cette fin, la stratégie prévoit notamment [redacted]
[redacted].

Les résultats observés en 2025 permettent d'évaluer la performance de cette stratégie pour l'année visée. Toutefois, ces résultats ne peuvent être interprétés, à eux seuls, comme un indicateur fiable de l'évolution future du marché du carbone ni comme un fondement suffisant pour réviser [redacted].

En effet, pour l'année 2025, cette prudence est d'autant plus justifiée que le marché du carbone a connu un contexte particulièrement atypique, caractérisé par une baisse importante des prix jusqu'au niveau du prix plancher. Dans un tel contexte, les résultats observés reflètent davantage les conditions exceptionnelles ayant prévalu au cours de cette période qu'une tendance structurelle du marché à long terme.

Par conséquent, le Distributeur maintient que les [redacted]
[redacted] demeurent tributaires d'un ensemble de facteurs, notamment l'évolution des conditions de marché, l'équilibre futur entre l'offre et la demande de droits d'émission, ainsi que les orientations réglementaires susceptibles d'influencer le prix des unités d'émission au cours des prochaines années.

¹ R-4194-2023, Phase 2, GI-17, Document 1, tableau 3

Par ailleurs, malgré la faiblesse des prix observée en 2025 et le climat d'incertitude qui prévalait alors, plusieurs développements récents tendent à confirmer la pérennité et le renforcement du système à plus long terme. À titre d'exemple, en juin 2026, le Québec, la Californie et l'État de Washington ont conclu une entente officielle visant l'intégration de leurs marchés du carbone à compter de 2027. Cette évolution pourrait contribuer à accroître la profondeur et la liquidité du marché, tout en soutenant sa stabilité à long terme.

Les bénéfices anticipés de la stratégie [REDACTED] doivent être appréciés sur l'ensemble de [REDACTED] et à la lumière des conditions de marché susceptibles de [REDACTED]

SUIVI RELATIF AU PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGÉE)

2. Références :
- (i) Pièce [B-0002](#), p. 4 ;
 - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 62 ;
 - (iii) Pièce [B-0013](#), p. 4 et 8 ;
 - (iv) Pièce [B-0013](#), p. 31 et 32 ;
 - (v) Pièce [B-0013](#), p. 50 et 51 ;
 - (vi) Pièce [B-0013](#), p. 38 et 39.

Préambule :

- (i) Dans sa Demande d'examen du rapport annuel d'Enbridge Gaz Québec pour la période du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 (Demande), le Distributeur soumet les deux demandes suivantes qui sont présentées dans tous ses dossiers de rapport annuel :

« PRENDRE ACTE des résultats du PGÉE 2025 et des explications de la Demanderesse justifiant les écarts par rapport aux prévisions et s'en déclarer satisfaite ;

PRENDRE ACTE des évaluations des programmes du PGÉE et s'en déclarer satisfaite ; »

- (ii) Dans Plan global en efficacité énergétique (PGÉE), le Distributeur formule quatre demandes :

« Pour conclure, EGQ demande à la Régie de :

- prendre acte des résultats du PGEÉ pour l'année 2025;
- mettre fin au suivi relatif aux révisions des résultats réels des économies d'énergie (D-2019 088);
- prendre acte des rapports d'évaluation déposés à titre de suivi administratif;
- autoriser EGQ à déposer, pour les prochains dossiers, les évaluations de programmes dans le cadre de son rapport annuel. »

(iii) Les économies d'énergie nettes réelles du PGEÉ en 2025 ont atteint 218 339 m³. Ces résultats ont nécessité 499 024 \$ en aides financières.

(iv) « 3.4.2. Bonification Rénoclimat
[...]

	CT 2025 ¹	Réel 2025	Réel vs CT
Paramètres du programme			
Économies nettes totales (m ³)	4 314	4 745	110%
Aide financière totale (\$)	34 000	85 955	253%
TCTR Ratio	1.0	1.0	

[...]

PARAMÈTRES MIS À JOUR

L'aide financière unitaire moyenne a été ajustée de 688 \$ à 1 563 \$ pour refléter les caractéristiques des participants de 2025.

[...]

Il n'a pas été possible de réviser les gains unitaires pour la mesure lors de l'exercice de fermeture réglementaire pour 2025. » [note omise]

(v) « 4.5.1. Lave-vaisselle Energy Star
[...]

	CT 2025 ¹	Réel 2025	Réel vs CT
Paramètres du programme			
Économies unitaires (m ³)	841	198	24%
Économies unitaires (kWh)	632	-219	-35%
Économies unitaires (L eau)	112 299	23 831	21%
Coût incrémental (\$)	2 342	211	9%
Effet de distorsion (%)	29%	29%	100%
Coûts évités (\$/m ³)	0.240	0.240	100%
Durée de vie (année)	13	10	77%
Aide financière unitaire (\$)	1 640	200	12%
TCTR Ratio	1.7	0.5	

[...]

PARAMÈTRES MIS À JOUR

Les économies unitaires (de gaz, d'électricité et d'eau) ainsi que le coût incrémental, la durée de vie et l'aide financière ont tous été mis à jour pour refléter les caractéristiques des équipements installés en 2025.

[...]

(2) À noter que les unités installées en 2025 étaient du modèle « Haute température - sous comptoir », dont les caractéristiques sont données au PGEE 25-27.» [note omise]

(vi) « 4.2.1. Chaudières à condensation (≥ 300 kBtu/h)

[...]

	CT 2025 ¹	Réel 2025	Réel vs CT
Paramètres du programme			
Économies unitaires (m³)	6	6	100%
Économies unitaires (kWh)	0	0	0%
Économies unitaires (L eau)	0	0	0%
Coût incrémental (\$)	17	17	100%
Effet de distorsion (%)	37%	37%	100%
Coûts évités (\$/m³)	0.308	0.308	100%
Durée de vie (année)	20	20	100%
Aide financière unitaire (\$)	8.5	8.5	100%
Autres frais (\$)	0	0	0%
Données de programme			
Nombre d'unités	8 500	23 197	273%
Économies brutes totales (m³)	49 810	135 934	273%
Économies nettes totales (m³)	31 380	85 639	273%
Aide financière totale (\$)	72 250	196 675	272%
Coûts du programme			
Aide financière totale (\$)	72 250	196 675	272%
Autres frais (\$)	0	0	0%
Frais d'exploitation (\$)	36 036	136 640	379%
Total (\$)	108 286	333 315	308%
Tests de rentabilité			
TNT (\$)	-133 761	-402 837	
TP (\$)	362 579	989 000	
TP ratio	4.9	4.9	
TCTR (\$)	138 010	338 341	
TCTR Ratio	2.1	1.9	

[...]

En 2025, un total de 23 197 kBTU/h ont été installées dans le cadre du programme, ce qui représente 273 % du taux de participation prévisionnel. Le taux de réalisation des économies nettes a été de 273 % également.

Les paramètres du programme ont été appliqués au nombre réel d'unités pour déterminer les économies brutes et nettes totales, les aides financières et les autres frais. Les écarts obtenus pour les données de programme, coûts du programme et résultats des tests de rentabilité sont dus à une combinaison des effets suivants : un nombre d'unités installées plus élevé et la répartition des frais d'exploitation entre les programmes au prorata des économies d'énergie réalisées. » [note omise]

Demandes :

- 2.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle EGQ formule, à la référence (ii), quatre demandes à la Régie, alors que deux demandes ont été formulées à la référence (i). Le cas échéant, veuillez réviser les références (i) et (ii) afin d'assurer la concordance des demandes qui y sont présentées.

Réponse 2.1 :

Enbridge Gaz Québec (EGQ ou Distributeur) confirme que les demandes indiquées à la référence (ii) correspondent aux demandes visées. En conséquence, une demande amendée sera déposée afin d'assurer la concordance entre les pièces au dossier.

- 2.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle, d'après les références (iii) et (iv), le volet « Bonification Rénoclimat » est à l'origine d'environ 2 % des économies d'énergie nettes du PGEÉ, tout en mobilisant approximativement 17 % des aides financières versées dans le cadre du PGEÉ en 2025. Veuillez préciser davantage les caractéristiques des participants mentionnées à la référence (iv) qui ont mené à l'accroissement de l'aide financière unitaire requise pour générer les économies d'énergie visées.

Réponse 2.2 :

EGQ confirme la compréhension de la Régie. Le Distributeur souligne toutefois que les économies d'énergie réalisées dans le cadre de ce programme dépendent des mesures mise en place par les clients. Tel que précisé à la réponse 2.4, il n'a pas été possible de réviser les économies d'énergie pour l'exercice de fermeture réglementaire de l'année 2025 en s'appuyant sur les gains réels par mesure qui sont déterminés par le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP).

Lors de l'exercice 2025, les participants ont reçu des aides financières supérieures à celles prévues lors de la conception du programme. En effet, le programme d'EGQ vise à accroître la participation et l'ampleur des projets réalisés dans le cadre du programme Rénoclimat en doublant les aides financières accordées par le gouvernement du Québec aux résidences chauffées principalement au gaz naturel. Or, depuis l'élaboration du cas-type ayant servi à la conception du programme, les aides financières accordées par le programme Rénoclimat ont été révisées à la hausse. Cette bonification a eu pour effet d'accroître l'aide financière unitaire versée par EGQ, par rapport à celle initialement prévue au PGEÉ 2025-2027.

Par ailleurs, selon les données préliminaires transmises par le MELCCFP, il appert que les ménages chauffés au gaz naturel en Outaouais ont eu une participation accrue au programme Rénoclimat, avec une croissance de 15 % entre les périodes 2024-2025 et 2025-2026. Au cours de cette même période, la participation globale (toutes sources d'énergie confondues) a chuté

de 1,2 % en Outaouais, et de 5 % à l'échelle de la province. De plus, le nombre moyen de mesures effectuées par les ménages chauffés au gaz naturel en Outaouais a connu une forte augmentation entre 2024-2025 et 2025-2026, passant de 1,67 à 2,87 mesures. C'est donc dire que le programme offert par EGQ démontre une incidence à la fois sur la participation mais également sur l'ampleur des travaux réalisés ce qui a nécessairement contribué à l'augmentation de l'aide financière unitaire observée.

EGQ anticipe que les économies d'énergie ainsi que les coûts incrémentaux seront majorés lors de l'évaluation du programme, considérant l'accroissement significatif du nombre moyen de mesures par participant constaté pour l'année 2025-2026.

2.3 Veuillez présenter le calcul du TCTR ratio du volet « Bonification Rénoclimat » et expliquer la raison pour laquelle sa valeur reste inchangée à la référence (iv).

Réponse 2.3 :

Le TCTR ratio est obtenu en divisant la somme des bénéfices nets de gaz et d'électricité par les coûts nets du programme, tel qu'indiqué ci-dessous :

$$\text{TCTR (\$)} = (\text{Bénéfices Nets Gaz}) + (\text{Bénéfices Nets Électricité}) - (\text{Coûts nets TCTR})$$

$$\text{TCTR (ratio)} = \frac{(\text{Bénéfices Nets Gaz}) + (\text{Bénéfices Nets Électricité})}{(\text{Coûts nets TCTR})}$$

Où Coûts nets TCTR = Coûts Incrémentaux Nets + Frais d'exploitation

L'aide financière versée n'a donc aucun impact sur les résultats du TCTR.

Dans le cas du volet « Bonification Rénoclimat », la valeur prévue du TCTR est de :

$$\text{TCTR}_{\text{CT}} (\$) = 45\,396 \$ + 6\,857 \$ - 51\,205 \$ = 1\,049 \$ \approx 1\,050 \$$$

$$\text{TCTR}_{\text{CT}} (\text{ratio}) = \frac{(45\,396 \$) + (6\,857 \$)}{(51\,205 \$)} = 1,02 \approx 1,0$$

Les bénéfices nets prévus sont tirés du PGEÉ 2025-2027 (voir Dossier R-4268-2024, Pièce [B-0050](#), GI-19, Document 2, p.36), et les coûts nets sont déterminés en fonction du nombre de participants attendus pour 2025 (soit 50 participants).

La valeur réelle du TCTR, quant à elle, est de :

$$\text{TCTR}_{\text{Réel}} (\$) = 49\,936 \$ + 7\,543 \$ - 58\,446 \$ = (967 \$)$$

$$\text{TCTR}_{\text{Réel}} (\text{ratio}) = \frac{(49\,936 \$) + (7\,543 \$)}{(58\,446 \$)} = 0,98 \approx 1,0$$

Tous les paramètres sont déterminés en fonction du nombre réel de participants pour 2025 (soit 55 participants).

De plus, EGQ rappelle qu'il a été impossible de mettre à jour les éléments principaux du calcul du TCTR (i.e. coût incrémental par mesure et économie d'énergie par mesure) car, tel qu'indiqué à la réponse 2.4, les paramètres du cas-type demeurent inchangés jusqu'à l'évaluation de programme. Ainsi, la valeur prévue et réelle du TCTR ratio ne varie que très légèrement pour le volet « Bonification Rénoclimat ». Tel qu'indiqué ci-haut, la variation est minime, et est cachée par l'arrondi utilisé dans la présentation des résultats.

2.4 Veuillez préciser la raison pour laquelle « *Il n'a pas été possible de réviser les gains unitaires pour la mesure lors de l'exercice de fermeture réglementaire pour 2025.* » (référence (iv)).

Réponse 2.4 :

Les données préliminaires relatives au programme Rénoclimat ont été transmises par le MELCCFP. Toutefois, EGQ et le MELCCFP ont convenu que les données complètes nécessaires à la révision des coûts incrémentaux et des gains en efficacité énergétique par mesure seraient obtenues et analysées dans le cadre de l'évaluation de programme prévue en 2027, selon le calendrier d'évaluation présenté à la pièce B-0050². Cette évaluation permettra notamment de raffiner les paramètres du programme à la lumière des données complètes disponibles et d'avoir d'une meilleure appréciation des économies d'énergies réalisées en comparaison aux aides financières octroyées.

2.5 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle, d'après la référence (v), le volet « Lave-vaisselle ENERGY STAR » n'est plus rentable après la mise à jour des paramètres en fonction des caractéristiques des équipements installés en 2025.

Veuillez commenter les actions projetées afin de maintenir la rentabilité du volet « Lave-vaisselle ENERGY STAR » et orienter la clientèle vers des modèles plus efficaces selon les caractéristiques des équipements en 2025 mentionnés à la référence (v).

² Dossier R-4268-2024, [B-0050](#), GI-19, document 2, page 96.

Réponse 2.5 :

EGQ précise que la rentabilité du programme n'est pas remise en cause. Les résultats observés pour l'année 2025 reflètent plutôt la performance associée à l'unique modèle ayant fait l'objet d'une installation au cours de l'année témoin.

Les équipements installés en 2025 étaient des modèles de plus faible capacité (modèle sous le comptoir, haute température, sans convoyeur). Bien que ces appareils satisfassent aux critères ENERGY STAR du programme, leurs caractéristiques diffèrent de celles retenues dans le cas-type. En effet, le cas-type repose sur une capacité moyenne établie à partir d'un éventail de types de lave-vaisselle susceptibles d'être installés au sein de la clientèle admissible (e.g. basse température, haute température, sous le comptoir, à porte, à convoyeur à cuve unique, à convoyeur à cuves multiples, etc.).

À cet égard, le type d'équipement sélectionné est avant tout déterminé par les besoins opérationnels du participant. Bien qu'EGQ puisse encourager l'adoption d'équipements certifiés ENERGY STAR, elle ne peut raisonnablement orienter un participant vers un autre modèle de plus grande capacité lorsque celui-ci excède les besoins réels de son établissement. Par conséquent, la performance du volet demeure largement tributaire des besoins opérationnels de la clientèle participante et, conséquemment du profil des équipements installés.

À l'heure actuelle, EGQ fait la promotion de l'acquisition de lave-vaisselle certifiés ENERGY STAR de manière uniforme, sans différencier les divers types d'équipements admissibles. Bien que les caractéristiques propres à chaque modèle puissent influencer le potentiel d'économies d'énergie, le programme vise avant tout à favoriser l'adoption d'équipements performants répondant aux besoins opérationnels des participants. Advenant que les résultats observés se maintiennent au cours des prochaines années et confirment que la proportion des équipements de plus faible capacité installés compromet la rentabilité du volet, EGQ pourrait réévaluer les catégories d'équipements admissibles dans le cadre du prochain PGEÉ afin de retirer certains modèles qui sont actuellement admissibles à son programme.

- 2.6 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle, à la référence (vi), le calcul des économies brutes totales de 135 934 m³ associées au volet « Chaudières à condensation » correspondent à la capacité totale installée des nouvelles chaudières efficaces, soit 23 197 kBtu/h, multipliée par le gain unitaire de gaz naturel d'environ 6 m³/kBtu/h.

Veuillez également préciser le nombre de nouvelles chaudières efficaces installées ainsi que le nombre de clients ayant participé à ce volet en 2025.

Réponse 2.6 :

EGQ confirme que les économies brutes totales ont été obtenues en multipliant la capacité totale installée des nouvelles chaudières efficaces par le gain unitaire de gaz naturel de 5,86 m³/kBtu/h, soit environ 6 m³/kBtu/h. Le calcul est détaillé ci-dessous.

$$\begin{aligned}\text{Économies brutes annuelles (m}^3\text{)} &= \text{Gains gaz naturel (m}^3\text{)} * \text{Unités (kBtu/h)} \\ &= \left(5,86 \frac{\text{m}^3}{\text{kBtu/h}} \right) * (23\,197 \text{ kBtu/h}) = 135\,934 \text{ m}^3\end{aligned}$$

EGQ confirme également qu'au cours de l'année 2025, 16 appareils ont été installés auprès de sept participants.

- 2.7 À la référence (vi), EGQ présente une baisse de la rentabilité du volet « Chaudières à condensation » exprimé en fonction des divers tests économiques du PGEÉ. EGQ explique que cela est « *dus à une combinaison des effets suivants : un nombre d'unités installées plus élevé et la répartition des frais d'exploitation entre les programmes au prorata des économies d'énergie réalisées.* »

Considérant que les frais d'exploitation ont augmenté de 379 %, soit dans une proportion supérieure à la hausse d'environ 273 % observée pour les principales données du volet (nombre d'unités installées, économies d'énergie réalisées et aides financières versées), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la croissance de la participation à ce volet entraîne une augmentation plus que proportionnelle des coûts attribués par unité d'énergie économisée, ce qui contribue à réduire les résultats des tests de rentabilité.

Veuillez également préciser si cet effet est généralement attendu dans le cadre de la répartition des frais d'exploitation des volets du PGEÉ.

Réponse 2.7 :

EGQ confirme que la croissance de la participation au volet « Chaudières à condensation » a entraîné une hausse marquée des économies nettes réalisées pour ce programme, ce qui lui a conféré un poids relatif plus important au sein du portefeuille.

Par conséquent, une plus grande part des frais d'exploitation lui ont été attribués, car les frais d'évaluation des programmes et du budget de gestion (« tronc commun ») sont répartis au prorata des économies nettes annuelles de gaz (en m³) par programme. Le calcul est détaillé ci-dessous :

$$\begin{aligned} \text{Frais d'expl.}_{\text{chaud.cond.}} (\$) \\ &= \frac{\text{Économies nettes}_{\text{chaud.cond.}} (\text{m}^3)}{\text{Économies nettes}_{\text{totales}} (\text{m}^3)} * (\text{Frais d'éval. programmes} \\ &+ \text{Budget gestion}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Frais d'expl.}_{\text{chaud.cond.,CT}} (\$) &= \frac{(31\,380 \text{ m}^3)}{(316\,579 \text{ m}^3)} * (61\,500 \$ + 302\,110 \$) = 36\,042 \$ \\ \text{Frais d'expl.}_{\text{chaud.cond.,Réal}} (\$) &= \frac{(85\,638 \text{ m}^3)}{(218\,339 \text{ m}^3)} * (66\,270 \$ + 282\,099 \$) = 136\,639 \$ \\ &\approx \$136\,640 \end{aligned}$$

EGQ confirme que c'est donc l'augmentation de la proportion des économies d'énergie du programme par rapport aux économies du portefeuille qui vient augmenter les frais d'exploitation et réduire la rentabilité du programme. De plus, cet effet sera attendu pour tous les volets du PGEÉ où les économies réalisées ont été plus élevées que les économies projetées pour 2025.