

Dossier tarifaire 2026

R-4303-2025

Réponses d'EGQ à la demande de renseignements
no 2 de l'ACEFO

RÉPONSES D'EGQ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE L'ACEFO

PROPOSITION DE RECONDUCTION DU TAUX DE RENDEMENT

1. **Référence :** B-0014, page 5, lignes 3 à 22, et page 6 lignes 1 à 12

Préambule :

« EGQ participe de manière active à cette transition, notamment via sa stratégie de décarbonation. Toutefois, l'accroissement des exigences réglementaires induira assurément une pression tarifaire au cours des prochaines années en raison de la pression sur les coûts, notamment par la distribution de GSR, ainsi qu'une pression à la baisse sur les volumes livrés.

Pression concurrentielle et désavantage structurel

EGQ constate que l'environnement énergétique québécois s'oriente de manière explicite vers l'électrification, en contraste avec une approche axée sur la décarbonation, ce qui accentue la pression sur le modèle d'affaires des distributeurs gaziers. Ce phénomène est notamment reflété par les nouvelles politiques tarifaires encadrant la situation d'Hydro-Québec, donnant les outils réglementaires au gouvernement pour limiter les hausses tarifaires dans le secteur résidentiel en deçà des hausses réelles associées au coût de service grandissant (secteur dans lequel il existe déjà un interfinancement supporté par les autres clients d'Hydro-Québec). Cette situation crée une asymétrie tarifaire défavorable au secteur du gaz naturel en amplifiant l'interfinancement entre catégories de clients et en maintenant artificiellement bas les prix de l'électricité résidentielle.

Cela entraîne une baisse de la compétitivité de l'offre gazière et pourrait mener à un risque de transfert progressif de la clientèle résidentielle vers l'électricité. Ce risque est d'autant plus préoccupant pour EGQ en raison de la prépondérance du secteur résidentiel dans la composition de sa clientèle.

Effets observés sur les opérations d'EGQ

Les impacts de cette évolution sont bien tangibles. En 2023 et 2024, EGQ a constaté une baisse des volumes distribués par rapport aux années précédentes ainsi qu'un ralentissement des nouveaux branchements résidentiels. Ces signaux peuvent notamment indiquer que la transition énergétique a commencé à influencer les comportements de la clientèle, par exemple en matière d'initiatives en efficacité énergétique.

Des éléments du dossier précédent soulignaient déjà les risques associés à une décroissance de la clientèle résidentielle. Le Dr. Brown estimait d'ailleurs qu'EGQ était exposée à un risque supérieur à celui d'Énergir quant à la récupération de son capital à long terme. De son côté, le Dr. Hopkins constatait qu'EGQ disposait de moins de leviers de compensation qu'Énergir pour contrebalancer une perte de clients résidentiels par la

desserte de nouveaux clients industriels. La Régie concluait également qu'EGQ présentait un risque d'affaires supérieur à celui d'Énergir. Ces constats s'avèrent encore plus pertinents aujourd'hui dans un contexte où, lorsqu'ils ont été initialement présentés, les obligations minimales de distribution de GSR demeuraient limitées. EGQ est un acteur proactif dans la transition énergétique, mais reconnaît que ces nouvelles exigences augmentent la pression sur la viabilité de son modèle d'affaires actuel. » [Notes de bas de page omises] (Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1** Veuillez expliciter l'hypothèse centrale retenue par EGQ quant à l'évolution à moyen terme de son modèle d'affaires réglementé (croissance, stabilité ou décroissance) pour ses clients résidentiels, commerciaux et industriels.

Réponse 1.1 :

Les projections incluses au présent dossier portent uniquement sur la période 2026-2028, et les volumes utilisés pour l'établissement des tarifs concernent l'année 2026. Dans ce contexte, EGQ ne retient pas d'hypothèse de changement significatif de la structure de sa clientèle et anticipe des volumes relativement stables à court terme.

À moyen et long terme, le distributeur estime que plusieurs facteurs pourraient influencer l'évolution de sa clientèle (situation concurrentielle avec l'hydro-électricité particulièrement dans le marché résidentiel, électrification notamment par l'installation de thermopompes, environnement énergétique et réglementaire québécois notamment l'interdiction du gaz naturel dans le bâtiment résidentiel, pressions tarifaires liées à l'intégration de GSR et l'impact de l'efficacité énergétique, résultats attendus du PGIRE, etc.). Pour ces facteurs de risque, qui deviennent de plus en plus tangibles, il peut s'avérer complexe d'établir à l'heure actuelle une trajectoire précise d'impact sur les différentes catégories de clients considérant le degré d'incertitude qui les entoure.

D'après l'avis d'EGQ, il sera approprié de présenter les hypothèses à moyen et long terme relatives à l'évolution de la demande et de la clientèle lors du dossier tarifaire 2028. En effet, ce dossier tarifaire devra tenir compte du nouvel horizon de 10 ans du plan d'approvisionnement, le tout en vertu de l'article 72.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹, non en vigueur pour le moment.

¹ *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, L.Q. 2025, c. 24, art. 57.

- 1.1.1 Veuillez démontrer comment ces hypothèses sont reflétées de façon cohérente dans les prévisions de volumes, les investissements proposés, la structure tarifaire, le taux de rendement demandé.

Réponse 1.1.1 :

En ce qui a trait aux prévisions de volumes, EGQ réfère à la réponse 1.1 de la présente demande de renseignements. Concernant la structure tarifaire, EGQ poursuit sa migration progressive vers une composante de distribution plus fixe, dans un contexte où elle souhaite limiter les impacts de la réduction de volumes sur la récupération de ses revenus, tout en limitant les hausses tarifaires pour la clientèle. Ces aspects avaient d'ailleurs été abordés dans le cadre de la cause tarifaire 2025².

Enfin, en ce qui a trait au taux de rendement pour l'année 2026, EGQ rappelle qu'elle demande seulement à la Régie de reconduire les paramètres actuellement en vigueur (taux de rendement et structure en capital), dans l'attente de la réalisation de la prochaine étude complète qui sera déposée au dossier tarifaire 2027.

- 1.2 Veuillez démontrer en quoi les hypothèses de prévision volumétrique retenues pour la période 2026-2028 peuvent être qualifiées de prudentes, notamment au regard des écarts historiques entre volumes prévus et volumes réels, des incertitudes entourant le déploiement de la biénergie et de l'évolution observée de la consommation moyenne par client.

Réponse 1.2 :

EGQ élabore ses prévisions volumétriques pour les différents secteurs en s'appuyant sur les informations disponibles à ce moment. Le distributeur tient à souligner que bien que l'exercice effectué soit rigoureux, les prévisions diffèrent souvent de la réalité. En effet, certains éléments, tels que le comportement des clients, la prévision de perte ou de raccordement de nouveaux clients et la conjoncture économique, sont difficiles à prévoir lors de l'élaboration des projections de volumes.

Pour la projection volumétrique des secteurs résidentiel et commercial du dossier tarifaire 2026, le distributeur s'est basé sur les volumes réels des années 2023 et 2024. Dans cette analyse, EGQ a pris en compte les variations de température en ajustant les degrés-jours selon les données fournies par Enbridge Gas. Le nombre de clients a également été ajusté, en tenant compte de la prévision d'addition de clients selon une évaluation de marché réalisée pour sa franchise et qui prend en

² Dossier R-4268-2024, pièce [B-0120](#), GI-30, Document 3.2, pages 3 à 5.

considération la réduction du nombre de nouveaux branchements au gaz naturel au cours des dernières années. De plus, les réductions de volumes en lien avec le PGEÉ et la biénergie ont été intégrés en tenant compte des volumes économisés réels et de ses prévisions de réduction de volumes pour les années futures. D'ailleurs, pour le PGEÉ, EGQ tient compte des réductions volumétriques déjà approuvées par la Régie de l'énergie. Elle présente également à la réponse 6.2 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie du présent dossier, ses prévisions ajustées en lien avec la biénergie.

Pour le secteur industriel, le distributeur a ajusté sa méthodologie afin de considérer désormais les volumes réels des années antérieures.

Malgré tout, des éléments imprévisibles peuvent survenir en 2026 et entraîner des écarts entre la réalité et les projections établies au début de l'année 2025. EGQ confirme toutefois qu'elle utilise les informations les plus précises disponibles au moment de réaliser sa projection.

Quant aux années 2027 et 2028, elles sont incluses dans le plan d'approvisionnement à titre informatif et seront ajustées dans le cadre de leurs dossiers tarifaires respectifs. Elles n'ont aucun impact sur le dossier en cours au niveau de la fixation des tarifs pour 2026.

- 1.3** Veuillez préciser si EGQ a envisagé des hypothèses alternatives plus conservatrices et, le cas échéant, expliquer pourquoi elles n'ont pas été retenues.

Réponse 1.3:

La projection des volumes est réalisée en suivant une méthodologie rigoureuse qui comprend la participation de nombreuses parties prenantes et l'examen de divers éléments, notamment les additions/pertes de clients, le PGEÉ et la biénergie. Ce processus implique la production d'analyses approfondies, aboutissant à un scénario unique, dont les résultats sont présentés dans ce dossier et qui sert à la fixation des tarifs. Il n'y a pas d'hypothèses alternatives résultant de ce processus.

Le distributeur estime que les prévisions volumétriques pour les années 2027 et 2028 sont également réalistes, avec une augmentation projetée de 0,5 % des volumes totaux chaque année. Il est important de noter que les données volumétriques pour ces années seront ajustées lors de l'élaboration de leurs dossiers tarifaires respectifs.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

2. **Références :** (i) B-0005, page 6, Tableau 2
 (ii) R-4268-2024, B-0010, page 3, Tableau

Préambule :

(i)

	Approvisionnement gazier		$10^3 m^3$
	2026	2027	2028
Résidentiel	68 689	68 635	68 581
Commercial	84 689	85 701	86 713
Industriel	54 209	54 196	54 196
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
	207 588	208 533	209 491
PGEÉ (1) - Résidentiel	5 371	5 474	5 581
PGEÉ (1) - Commercial	4 961	5 159	5 358
PGEÉ (1) - Industriel	13	39	66
Biénergie (2) - Résidentiel	272	851	1 965
Biénergie (2) - Commercial	25	94	242
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Distribution totale	<u>196 945</u>	<u>196 916</u>	<u>196 279</u>
GSR (3)	9 442	9 554	13 706
Tarif 200 et Service T	<u>187 504</u>	<u>187 362</u>	<u>182 573</u>
 Note (1): Réduction de volumes provenant du Plan global en efficacité énergétique depuis son introduction en 2001.			
 Note (2): Réduction de volumes provenant de la Biénergie depuis son introduction en 2025.			
 Note (3): L'approvisionnement en GSR est primaire, le reste du volume d'approvisionnement de Gazifère provient du tarif 200 d'Enbridge Gas.			

(ii)

Approvisionnement gazier		10 ³ m ³	
	2025	2026	2027
Résidentiel	68 959	69 038	69 117
Commercial	83 852	84 840	85 828
Industriel	51 430	51 430	51 430
	<u>204 242</u>	<u>205 309</u>	<u>206 376</u>
PGEÉ (1) - Résidentiel	5 334	5 427	5 529
PGEÉ (1) - Commercial	4 921	5 135	5 334
PGEÉ (1) - Industriel	0	13	39
Biénergie (2) - Résidentiel	370	949	2 063
Biénergie (2) - Commercial	94	242	530
	<u>193 522</u>	<u>193 543</u>	<u>192 880</u>
Ventes totales	<u>193 522</u>	<u>193 543</u>	<u>192 880</u>
GSR (3)	9 724	9 651	9 707
Tarif 200 et Service T	<u>183 798</u>	<u>183 891</u>	<u>183 173</u>
<p>Note (1): Réduction de volumes provenant du Plan global en efficacité énergétique depuis son introduction en 2001.</p> <p>Note (2): Réduction de volumes provenant de la Biénergie depuis son introduction en 2024.</p> <p>Note (3): L'approvisionnement en GSR est primaire, le reste du volume d'approvisionnement de Gazifère provient du tarif 200 d'Enbridge Gas.</p>			

Demande :

2.1 Veuillez détailler, par secteur, les principales hypothèses expliquant les écarts entre les volumes prévus, les prévisions du PGEE et de la biénergie au Plan 2025-2027 (ii) et ceux du Plan 2026-2028 (i) pour les années 2026 et 2027 (encadrés verts).

Réponse 2.1 :

EGQ présente les deux tableaux ci-dessous qui expliquent les écarts entre les deux plans d'approvisionnement 2025 et 2026 pour les années 2026 et 2027 :

Année 2027	Cause tarifaire		Écarts (m ³)	Écarts (%)	Explications
	2025	2026			
Volumes					
Résidentiel	69 117	68 635	-482	-0,7%	Écart non matériel
Commercial	85 828	85 701	-127	-0,1%	Écart non matériel
Industriel	51 430	54 196	2 766	5,4%	Application d'une nouvelle méthodologie
PGEE - résidentiel	5 529	5 474	-55	-1,0%	Budget 25-27 autorisé / Mise à jour du réel 2024
PGEE - commercial	5 334	5 159	-175	-3,3%	Budget 25-27 autorisé / Mise à jour du réel 2024
PGEE - industriel	39	39	0	0,0%	Écart non matériel
Biénergie - résidentiel	2 063	851	-1 212	-58,7%	Réponse 6.2 de la DDR #2 de la Régie au présent dossier, pièce B-0108
Biénergie - commercial	530	94	-436	-82,3%	Réponse 6.2 de la DDR #2 de la Régie au présent dossier, pièce B-0108

Année 2026	Cause tarifaire		Écarts (m ³)	Écarts (%)	Explications
	2025	2026			
Volumes					
Résidentiel	69 038	68 689	-349	-0,5%	Écart non matériel
Commercial	84 840	84 689	-151	-0,2%	Écart non matériel
Industriel	51 430	54 209	2 779	5,4%	Application d'une nouvelle méthodologie
PGEE - résidentiel	5 427	5 371	-56	-1,0%	Budget 25-27 autorisé / Mise à jour du réel 2024
PGEE - commercial	5 135	4 961	-174	-3,4%	Budget 25-27 autorisé / Mise à jour du réel 2024
PGEE - industriel	13	13	0	0,0%	Écart non matériel
Biénergie - résidentiel	949	272	-677	-71,3%	Réponse 6.2 de la DDR #2 de la Régie au présent dossier, pièce B-0108
Biénergie - commercial	242	25	-217	-89,7%	Réponse 6.2 de la DDR #2 de la Régie au présent dossier, pièce B-0108

BIÉNERGIE ET CONTRIBUTION GES

- 3. Références :** (i) R-4268-2024, B-0085, page 7
(ii) B-0041, page 1, Note 2
(iii) R-4268-2024, B-0091, page 1, Note 2
(iv) R-4270-2024, B-0029, page 10, lignes 7 à 13

Préambule :

(i) «

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024	Clientèle résidentielle	98	135
	Clientèle commerciale	9	5
	Clientèle institutionnelle	15	1
	Total	123	141

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024 à 2025	Clientèle résidentielle	370	405
	Clientèle commerciale	36	15
	Clientèle institutionnelle	58	3
	Total	464	423

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024 à 2026	Clientèle résidentielle	949	1080
	Clientèle commerciale	92	41
	Clientèle institutionnelle	150	7
	Total	1 191	1 128

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024 à 2027	Clientèle résidentielle	2 063	2294
	Clientèle commerciale	201	87
	Clientèle institutionnelle	329	14
	Total	2 593	2 395

Le distributeur précise qu'à ce jour, la biénergie n'est pas encore offerte à sa clientèle, ce qui aura pour effet d'entraîner un décalage dans les volumes et le nombre de clients convertis.

Pour réaliser son plan d'approvisionnement 2025, Gazifère s'est basé sur sa projection initiale, mais elle veillera, si requis, à mettre à jour cette projection en tenant compte des résultats obtenus et de sa connaissance du marché pour le dossier tarifaire 2026. » (Nous soulignons)

(ii) Contribution GES 2026

Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
Clientèle résidentielle	272	337
Clientèle commerciale	10	5
Clientèle institutionnelle	15	1
Total	297	343

(iii) Contribution GES 2025

Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
Clientèle résidentielle	370	<u>405</u>
Clientèle commerciale	36	<u>15</u>
Clientèle institutionnelle	58	<u>3</u>
Total	464	<u>423</u>

(iv) « En janvier 2024, le Distributeur [Hydro-Québec] a conclu une entente avec Gazifère visant à convertir à terme 42 000 de ses clients à l'offre de biénergie. Le Distributeur souhaite donc pouvoir étendre les modalités prévues à l'article 8.1 actuel aux clients du Distributeur et de Gazifère. Le Distributeur estime l'impact financier associé à l'annulation des frais associés aux travaux sur le réseau de distribution d'électricité à 1,7 M\$ par année. Ce montant est établi sur la base d'un potentiel annuel d'environ 1 800 clients qui convertiront leur système de chauffage, sur 10 ans. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1** Veuillez préciser si la projection initiale de volumes et de clients convertis à la biénergie a effectivement été mise à jour dans le cadre du présent dossier, tel qu'exprimé en (i).

Réponse 3.1 :

EGQ confirme que la projection initiale de volumes et de clients convertis à la biénergie a été mise à jour dans le cadre du présent dossier et réfère l'intervenant à la réponse 6.2 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie (B-0108).

- 3.1.1** Le cas échéant, veuillez préciser à quelle date cette mise à jour a été effectuée, sur la base de quelles données observées et les principaux ajustements apportés par rapport à la projection initiale.

Réponse 3.1.1 :

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 6.2 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie de l'énergie au présent dossier et à la réponse 3.2.1 de la présente demande de renseignements.

- 3.1.2** Dans la négative, veuillez expliquer pour quelles raisons la projection initiale a été maintenue malgré le décalage reconnu dans le déploiement de la biénergie.

Réponse 3.1.2 :

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 3.1 de la présente demande de renseignements.

- 3.2** Veuillez fournir une mise à jour des tableaux en (i) et ajouter l'année 2028 et en y ajoutant le nombre de clients dont le système de chauffage arrive en fin de vie utile et le taux de pénétration.

Réponse 3.2 :

EGQ n'a pas basé ses prévisions de participation sur la durée de vie utile des systèmes de chauffage de ses clients. En effet, un client dont le système de chauffage au gaz naturel est encore opérationnel peut simplement installer une thermopompe et ainsi convertir son installation en système biénergie, sans avoir à remplacer l'ensemble de son équipement.

EGQ présente ci-dessous les tableaux mis à jour avec les données prévisionnelles révisées, ainsi que l'ajout de l'année 2028.

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024	Clientèle résidentielle	0	0
	Clientèle commerciale	0	0
	Clientèle institutionnelle	0	0
	Total	0	0

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024 à 2025	Clientèle résidentielle	49	67
	Clientèle commerciale	0	0
	Clientèle institutionnelle	0	0
	Total	49	67

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024 à 2026	Clientèle résidentielle	272	337
	Clientèle commerciale	10	5
	Clientèle institutionnelle	15	1
	Total	297	343

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024 à 2027	Clientèle résidentielle	851	913
	Clientèle commerciale	36	15
	Clientèle institutionnelle	58	3
	Total	944	931

	Détails par type de clients	Volumes convertis (10 ³ m ³)	Nombre de clients convertis
2024 à 2028	Clientèle résidentielle	1 965	2227
	Clientèle commerciale	92	41
	Clientèle institutionnelle	150	7
	Total	2 207	2 275

3.2.1 Veuillez préciser, pour chaque année, si les données présentées reposent sur des résultats observés, des engagements contractuels ou des projections, et indiquer les principales hypothèses sous-jacentes.

Réponse 3.2.1 :

Les données présentées dans les tableaux de la réponse 3.2 de cette demande de renseignements sont des projections. La mise à jour de ces données repose sur la projection initiale, laquelle a été décalée d'une ou deux années en fonction du type de clientèle.

EGQ tient à rappeler qu'elle a déployé son offre biénergie en janvier 2026, ce faisant, elle tiendra compte des résultats réels pour réviser cette projection, si requis, et en temps opportun.

3.3 Veuillez préciser si les données de volumes et de clients convertis présentées dans les tableaux de Contribution GES 2026 (ii) et 2025 (iii) sont de nature factuelle ou prévisionnelle, et annuelle, cumulative ou révisée rétroactivement.

Réponse 3.3 :

Les données concernant les volumes et les clients convertis, présentées dans les tableaux de Contribution GES 2026 (ii) et 2025 (iii), sont de nature prévisionnelle et cumulative. Elles ont été révisées, comme illustré dans les tableaux de la réponse 3.2 de la présente demande de renseignements.

3.4 Veuillez préciser si une partie des clients comptabilisés comme convertis à la biénergie au cours des années antérieures ne sont plus considérés comme tels à ce jour, notamment en raison d'un abandon de la biénergie, d'un transfert vers un autre mode (ex. TAÉ), ou d'une révision méthodologique.

Réponse 3.4:

Au moment de la préparation du dossier en 2025, aucun participant n'avait passé à la biénergie et donc, aucun client n'avait été comptabilisé comme converti à la biénergie à ce moment.

Quelques clients ont converti leurs appareils à la biénergie à la fin 2025 dans le cadre du projet pilote. Ces clients ont continué d'utiliser la biénergie, à ce jour. EGQ mentionne que le déploiement de son offre biénergie à l'ensemble de sa clientèle résidentielle a eu lieu le 12 janvier 2026.

3.4.1 Le cas échéant, veuillez expliquer les raisons.

Réponse 3.4.1 :

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 3.4 de la présente demande de renseignements.

3.4.2 Veuillez préciser comment ces situations sont comptabilisées dans les données historiques et comment elles sont prises en compte dans les projections futures.

Réponse 3.4.2 :

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 3.4 de la présente demande de renseignements.

3.5 Veuillez expliquer comment les écarts observés entre les données de Contribution GES en (ii) et (iii) ont été pris en compte dans l'ajustement, le cas échéant, des trajectoires de conversion projetées jusqu'en 2027 et 2028.

Réponse 3.5 :

Comme précisé aux réponses aux questions 3.2.2 et 3.6.1 de la présente demande de renseignements, les volumes non convertis en raison du retard du dossier ont été reportés aux années suivantes.

3.6 Considérant l'entente conclue en janvier 2024 entre Hydro-Québec et Gazifère (iv), veuillez expliquer dans quelle mesure les volumes et le nombre de clients

convertis observés à ce jour sont cohérents avec cette trajectoire annuelle, et les principaux facteurs expliquant les écarts.

Réponse 3.6 :

EGQ réfère l'intervenant aux réponses des questions 6.2 et 6.2.1 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie de l'énergie dans le présent dossier.

- 3.6.1** Veuillez préciser si le décalage initial reconnu dans le déploiement de la biénergie implique un report permanent des conversions non réalisées ou un rattrapage projeté au cours des années subséquentes.

Réponse 3.6.1 :

Le décalage reconnu dans le déploiement de la biénergie implique un rattrapage projeté au cours des années subséquentes.

- 3.6.2** Veuillez expliquer comment les hypothèses retenues quant au rythme futur de conversion à la biénergie (y compris tout rattrapage éventuel) influencent les volumes projetés de gaz distribué, les coûts d'approvisionnement et les Contributions GES, et démontrer que ces hypothèses demeurent prudentes du point de vue tarifaire.

Réponse 3.6.2 :

La courbe d'évolution des conversions des clients vers la biénergie a été conçue de manière à refléter un rythme de conversion plus lent au cours des premières années, pour ensuite atteindre une cadence plus stable à moyen terme. La conversion à la biénergie entraîne une diminution de la prévision volumétrique, ce qui réduit par le fait même les revenus de distribution du distributeur. Cette baisse est toutefois compensée en grande partie par une contribution versée par Hydro-Québec (contribution GES), couvrant environ 80 % de la diminution des revenus de distribution variable.

Pour l'année tarifaire 2026, l'impact sur les tarifs demeure négligeable. Les impacts tarifaires prévus pour 2027 et 2028 seront quant à eux présentés et analysés dans leurs dossiers tarifaires respectifs.

4. **Références :** (i) B-0043, page 3 lignes 12 à 16, et page 4 tableau 1
(ii) Thermostats intelligents à 0 \$ | Hydro-Québec. Consulté le 2026-01-22.

Préambule :

- (i) « Le tableau 1 ci-dessous présente les aides financières prévues dans le cadre du PGEÉ d'EGQ au soutien de l'achat d'équipements servant à la biénergie pour l'année 2026. Pour établir ce montant, et à défaut d'historique de participation puisque l'Offre biénergie n'était pas déployée au moment d'effectuer cet exercice, EGQ a appliqué la proportion prévue de la clientèle utilisant la biénergie par secteur [Note de bas de page omise] aux aides financières totales par programme. Il est prévu que ces aides financières totaliseront 600 \$ en 2026.

Tableau 1 – Aides financières prévues en 2026 pour les participants en mode biénergie pour les volets du PGEÉ d'EGQ

Volet du PGEÉ	Aides financières
Secteur résidentiel	
Thermostat intelligent	500 \$ ⁴
Secteur commercial et institutionnel	
Thermostat intelligent	100 \$ ⁵

- (Nous soulignons) »
(ii) Page web « Des thermostats intelligents à 0 \$ » de Hydro-Québec

Demandes :

- 4.1 Considérant que le Distributeur indique que les aides financières prévues pour 2026 visent l'achat de thermostats intelligents dans le cadre de la biénergie, et considérant que le programme d'Hydro-Québec (référence (ii)) offre déjà une subvention couvrant l'ensemble des coûts associés à ces équipements, veuillez préciser si EGQ a effectué une analyse de validation de la pertinence et de l'efficacité de ces aides financières dans ce contexte compétitif.

Réponse 4.1

EGQ rappelle qu'elle dispose, dans le cadre de son PGEÉ, d'un programme visant à encourager l'installation de thermostats intelligents, dont le budget a déjà été

approuvé pour les années 2025 à 2027 aux termes de la décision [D-2025-052](#). Dans le cadre de la pièce [B-0015](#), EGQ présente la proportion du budget, pour l'année 2026, qui pourrait servir à des clients qui convertiront leur système de chauffage à la biénergie. Cette pièce permet de répondre au suivi demandé par la Régie concernant l'appréciation des aides financières disponibles provenant de divers programmes gouvernementaux ou autres. EGQ ne sollicite aucun budget additionnel dans le cadre de cette pièce.

Par ailleurs, EGQ soumet que la pertinence du programme Thermostats intelligents ainsi que le niveau d'aide financière offert dans le cadre de ce programme sont des sujets qui n'ont pas à être traités dans le présent dossier étant donné que le budget a déjà été approuvé dans le cadre de la décision [D-2025-052](#).

EGQ tient toutefois à préciser que les programmes de thermostats intelligents d'Hydro-Québec et d'EGQ sont complémentaires et ne visent pas les mêmes clientèles. Le programme d'Hydro-Québec s'adresse aux clients inscrits au tarif Flex D par l'intermédiaire d'Hilo³ et dont le système de chauffage principale est à l'électricité. Par conséquent, les clients au Tarif biénergie DT d'Hydro-Québec ou utilisant un système de chauffage au gaz naturel ne sont pas admissibles à l'offre d'Hydro-Québec, mais sont généralement admissible au programme d'EGQ.

- 4.2** Veuillez également expliquer quels sont les impacts attendus de ces aides dans un tel contexte sur la participation réelle au mode biénergie et les coûts totaux supportés par les clients.

Réponse 4.2

La pièce B-0015 vise à présenter les montants engagés pour soutenir l'achat d'équipements destinés la biénergie. Dans le cadre de son PGEÉ, EGQ fait la promotion de l'installation de thermostats intelligents, lesquels peuvent être installés lors de la conversion d'un client à la biénergie, sans toutefois que cela ne soit obligatoire. EGQ estime que les clients qui procèdent à une conversion à la biénergie pourraient profiter de cette occasion pour remplacer leur thermostat par un modèle intelligent. Le programme de thermostats intelligents appuie cette démarche en offrant une aide financière de 100\$.

Compte tenu du caractère limité de cette aide par rapport aux coûts totaux associés à une conversion à la biénergie, EGQ n'estime pas que le programme de thermostats intelligents aura un impact direct sur le taux de participation à la

³ [Admissibilité](#)

biénergie et prévoit un impact minimal sur les coûts assumés par les clients. Cela étant dit, l'existence de ce programme contribue à encourager l'adoption d'un thermostat intelligent et permet de réduire le coût d'acquisition de cet équipement.

- 4.3** Veuillez préciser si les aides financières prévues dans le cadre du PGEÉ pour les thermostats intelligents peuvent se cumuler avec les subventions offertes par Hydro-Québec dans le cadre de son offre des thermostats à 0\$, et, le cas échéant, expliquer comment EGQ s'assure d'éviter une situation de double subvention pour un même équipement.

Réponse 4.3

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 4.1 de la présente demande de renseignements.

- 4.4** Veuillez démontrer en quoi les aides financières prévues conservent un effet incitatif réel à l'adoption de la biénergie, considérant que le coût marginal du thermostat pour le client est déjà nul dans le cadre du programme d'Hydro-Québec.

Réponse 4.4

EGQ réfère l'intervenant aux réponses 4.1 et 4.2 de la présente demande de renseignements.

- 4.5** Veuillez détailler la méthodologie utilisée pour estimer les aides financières totales de 600 \$ prévues en 2026, incluant la proportion de clients utilisant la biénergie par secteur, les hypothèses de participation retenues et les sources utilisées pour établir ces proportions, en l'absence d'historique de participation.

Réponse 4.5

EGQ réfère l'intervenant aux notes 3, 4 et 5 de la pièce [B-0015](#).

- 4.6** Veuillez indiquer comment les taux de participation projetés à la biénergie varieraient selon différents niveaux d'aides financières offertes par EGQ, notamment en maintenant l'aide prévue de 500 \$ pour le secteur résidentiel et fournissant une aide équivalente à l'offre d'Hydro-Québec (référence (ii)).

Réponse 4.6

EGQ réfère l'intervenant aux réponses 4.1 et 4.2 de la présente demande de renseignements.

4.7 Veuillez indiquer comment les taux de participation réels à la biénergie diffèreraient si les montants d'aides financières prévus étaient équivalents à l'offre d'Hydro-Québec, et fournir une analyse de sensibilité illustrant ces impacts.

Réponse 4.7

EGQ réfère l'intervenant aux réponses 4.1 et 4.2 de la présente demande de renseignement.

4.7.1 Veuillez fournir une analyse de sensibilité illustrant les impacts de ce scénario sur le nombre de clients convertis à la biénergie, les volumes de gaz projetés, et les coûts totaux.

Réponse 4.7.1

EGQ réfère l'intervenant aux réponses 4.1 et 4.2 de la présente demande de renseignement.

4.8 Veuillez préciser si EGQ a évalué des mécanismes alternatifs de soutien à la biénergie (par exemple, ciblage d'autres équipements, soutien à l'installation ou à la coordination des travaux) qui pourraient présenter un meilleur rapport coût-efficacité que l'octroi d'aides financières pour ces équipements.

Réponse 4.8

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 4.1 de la présente demande de renseignements.

STRATÉGIE TARIFAIRE

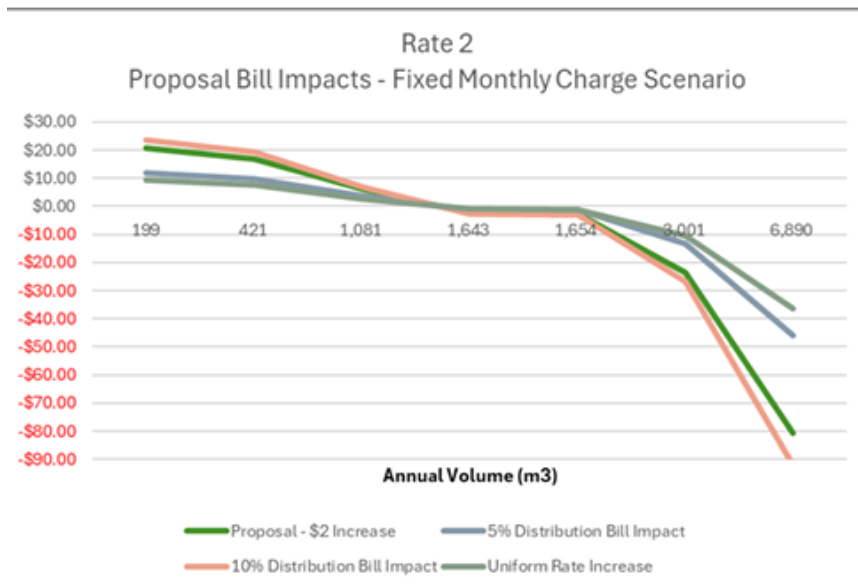
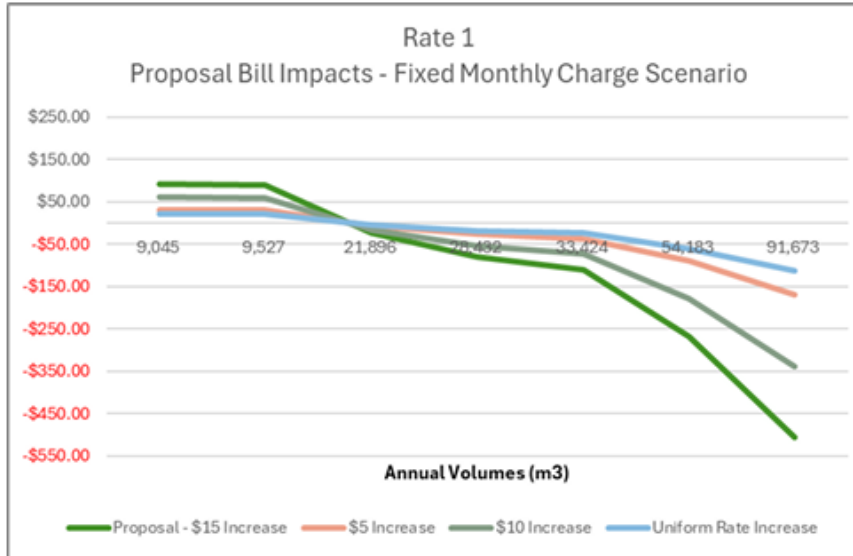
5. **Références :** (i) B-0043, page 7
(ii) B-0043, page 8, Tableaux « 2026 Rate case »

Préambule :

- (i) « *The company evaluated 6 different scenarios when determining the appropriate increase to the monthly fixed charges for each Rate 1 and Rate 2. The scenarios for Rate 1 included no increase, 100% fixed recovery, \$5 increase, \$10 increase, \$15 increase, and uniform percentage rate increase between monthly fixed charges and delivery charges. The scenarios for Rate 2 included no increase, 100% fixed recovery, maximum 5% distribution only bill impact, maximum 10% distribution only bill impact, \$2 increase, and uniform percentage rate increase between monthly fixed charges and delivery charges. The resulting bill impacts of these scenarios are shown in the graphs below and are provided at EGQ-26, document 1.2, page 1 and 2. The 100% fixed recovery scenario is excluded from the graphs for ease of presentation and for appropriate scale on the graphs.* »
(Nous soulignons)

(ii)

ENBRIDGE GAZ QUÉBEC
PRE-FILED EVIDENCE OF KURT HOLMES AND ANTON KACICNIK
2026 RATE CASE



Demandes :

- 5.1** Veuillez préciser de façon détaillée les hypothèses distinctes retenues pour le Tarif 1 et le Tarif 2 dans l'évaluation des scénarios de hausse des composantes fixes, notamment en ce qui concerne les profils de consommation utilisés, les hypothèses de stabilité ou d'évolution des volumes par client, les hypothèses comportementales (maintien de l'abonnement, ajustement de la consommation, déconnexion éventuelle).

Translation : Please specify in detail the distinct assumptions used for Rate 1 and Rate 2 in evaluating the scenarios for increases to the fixed components, particularly with respect to the consumption profiles used, the assumptions regarding the stability or evolution of volumes per customer, and the behavioral assumptions (continuation of service, adjustment of consumption, potential disconnection).

Réponse 5.1

Enbridge Gaz Québec's (the "Company") analysis of the scenarios for increasing the fixed monthly charge utilized consumption profiles within Rate 1 and Rate 2 based on revenue class classification. Revenue classes group customers together that have similar load profiles and annual average use based on customer type and similarities in the types of natural gas fired equipment installed in their premise. The revenue classes evaluated in these scenarios cover 99.8% of customers in Rate 1 and 100% of customers in Rate 2. The Company has not made assumptions or adjustments to the forecasted customer count and volumes as a result of the proposal to increase fixed monthly charges.

- 5.2** Veuillez également expliquer pourquoi ces scénarios diffèrent entre les deux tarifs et en quoi ces différences sont justifiées au regard des caractéristiques réelles des clientèles concernées.

Translation : Please also explain why these scenarios differ between the two rates and how these differences are justified based on the actual characteristics of the customer groups concerned

Réponse 5.2

The Company included scenario analysis for increasing the fixed monthly charges for Rate 1 and Rate 2 in the 2025 Rate Case (R-4268-2024), which included no increase, the Company's recommendation of a \$14.87 increase (Rate 1) and \$1.95 increase (Rate 2), 100% fixed recovery, maximum 5% distribution only bill impact, maximum 10% distribution only bill impact, \$15 increase (Rate 1) and \$2 increase (Rate 2), and uniform percentage rate increase between monthly fixed charges and

delivery charges. The Régie ultimately approved the recommended \$14.87 (Rate 1) and \$1.95 (Rate 2) increases in the [D-2025-052](#) decision.

The Company's Rate 2 scenarios included in this application are aligned with the scenarios presented in the prior year and provide a reasonable range of potential outcomes to demonstrate the impact across the different customers within the rate class. The 100% fixed scenario has been presented to show the potential upper boundary of the fixed charge, and provided helpful context when comparing the magnitude of the increase in other scenarios.

The Company's Rate 1 scenarios in this application were adjusted to remove the maximum 5% and 10% distribution only bill impact scenarios and were replaced with a \$5 increase and \$10 increase scenario. The Company wanted to explore the variation of customer impacts under a more modest increase recognizing that Rate 1 experienced a 87% increase in the fixed monthly charge in the 2025 Rate Case. In comparison the 5% distribution bill impact scenario in the prior year produced a potential increase of \$15.80, which is similar to the \$15 increase and the 10% distribution bill impact scenario in the prior year produced a potential increase of \$31.60. The differences in the scenarios included for Rate 1 are justified as they provide a greater range of potential outcomes for consideration and recognize that the fixed monthly charge represents a smaller portion of a Rate 1 customers' bill, therefore a scenario with a maximum distribution impact of 10% can result in significant fixed charge increases relative to the current approved level.

- 5.3** Veuillez préciser les hypothèses comportementales retenues dans l'évaluation des six scénarios de hausse des composantes fixes pour les Tarifs 1 et 2, notamment quant à l'absence ou non de modification des comportements de consommation et le maintien des volumes distribués malgré les variations importantes de factures observées pour certains profils de clients.

Translation : Please specify the behavioral assumptions used in the evaluation of the six scenarios for increases to the fixed components for Rates 1 and 2, particularly regarding whether or not consumption behaviors are expected to change and the assumption that distributed volumes will be maintained despite the significant bill variations observed for certain customer profiles.

Réponse 5.3

The Company has not made any behavioral assumptions or adjustments to the forecasted customer count and volumes for Rate 1 and Rate 2 as a result of the proposal to increase the fixed monthly charge. Although there is variation in the bill impacts experienced across different customer profiles, the maximum impact from the proposal under the Company's recommended scenario is reasonable at 7.4%

for revenue class 60 under Rate 2. Revenue class 60 also represents 0.2% of customers in Rate 2 and their current average annual bill is approximately 23% of the current average annual bill experienced by revenue class 10 that accounts for 84% of Rate 2 customers. The Company's recommended monthly fixed charge increases due not create undue bill impacts for customers and as a result is not expected to cause significant behavioral changes.

- 5.4** Veuillez indiquer si les différences observées dans les impacts de facturation entre le Tarif 1 et le Tarif 2 découlent de différences réelles dans les profils de clientèle ou de choix méthodologiques distincts dans la construction des scénarios. Dans ce dernier cas, veuillez justifier ces choix et en quantifier l'impact sur les résultats présentés.

Translation : Please indicate whether the differences observed in the bill impacts between Rate 1 and Rate 2 stem from actual differences in customer profiles or from distinct methodological choices in constructing the scenarios. If the latter is the case, please justify these choices and quantify their impact on the results presented.

Réponse 5.4

The differences in the bill impacts between Rate 1 and Rate 2 under the various scenarios is primarily due to differences in the proportion of fixed versus variable charges in a customer's annual bill. To the extent a customer has a higher proportion of their bill related to fixed charges, they would experience higher sensitivity as a result of the proposal to increase the fixed charge. The fixed portion of current Rate 1 bills ranged from 1% to 9% across revenue classes, whereas the fixed portion of Rate 2 current bills ranges from 3% to 52% across revenue classes. This variability is a key driver of the differences in sensitivity to changes in the fixed monthly charges between rate classes. Evidence of this variability can be seen as under a \$2 increase scenario for Rate 2, which is a 17% increase in the monthly fixed charge, yields the highest bill impact of the proposal at 7.4% and by contrast a \$15 increase for Rate 1, which is a 47% increase in the monthly fixed charge yields a bill impact of the proposal of only 2.1%.

- 5.5** Veuillez clarifier les données sur les deux axes à la référence (ii) (abscisses et ordonnées).

Translation : Please clarify the data on the two axes in reference (ii) (x-axis and y-axis)

Réponse 5.5

The graphs in reference (ii) display the range of bill impacts that would be experienced under the different fixed monthly charge increase scenarios for different customer profiles based on the average use for revenue classes within Rate 1 and Rate 2. The Y-axis indicates the annual bill impact in dollars that would be experienced under each customer profile and scenario. The annual bill impacts are isolated to the change as a result of the proposal to increase the fixed monthly charge, and do not include the impact from the proposed revenue deficiencies for distribution and gas costs. The x-axis indicates the annual volume assumption that has been used to calculate the bill impact for a particular customer profile. These annual volume assumptions are based on the average use for each revenue class that has been included within the scenario analysis for the fixed monthly charge increase.

- 5.6** Veuillez confirmer si l'évaluation des scénarios de hausse des composantes fixes suppose le maintien du nombre de clients aux niveaux projetés et, le cas échéant, expliquer comment les risques de déconnexion ou de conversion complète hors gaz sont pris en compte.

Translation : Please confirm whether the evaluation of the scenarios for increases to the fixed components assumes that the number of customers remains at projected levels and, if so, explain how the risks of disconnection or full conversion away from gas are taken into account.

Réponse 5.6

Company's scenario analysis for fixed monthly charge increases for Rate 1 and Rate 2 assumes that the number of customers will remain at the forecasted level for 2026. The Company has made no adjustments or assumptions to forecast customer count or volumes to approximate the risk of disconnection, full conversion or other factors as discussed in response 5.3 above. Should there be any variance in customers or volumes on an actual basis due to these risks or other factors, the impact would be considered during the forecast development process for future rate cases.

- 5.7** Veuillez préciser si l'évaluation des scénarios suppose que les impacts distributifs observés pour certains profils de clients (notamment à faible consommation) sont jugés acceptables ou neutres du point de vue réglementaire, et sur quels critères repose cette appréciation.

Translation : Please specify whether the evaluation of the scenarios assumes that the distributive impacts observed for certain customer profiles (particularly low-consumption

customers) are considered acceptable or neutral from a regulatory standpoint, and on what criteria this assessment is based.

Réponse 5.7

The Company's scenario analysis examined a range of customer profiles within their respective rate class to enable a cross-sectional view of the impacts to customers from the fixed monthly charge increase proposal across the various levels of consumption. The recommended increases for Rate 1 and Rate 2 result in impacts to customers, including low-consumption customers, that the Company feels are reasonable and aligned with rate design objectives such as avoidance of rate shock. The bill impacts that customers would experience under the proposal are within the range that customers currently can experience on a recurring basis such as average total bill impacts from changes in natural gas pricing through the Company's quarterly pass-on applications like April 2025 Pass-On impact of 6.1% or July 2022 Pass-On impact of 16.3% for Rate 2.

5.8 Veuillez expliquer pourquoi les scénarios analysés se limitent à des hausses uniformes ou prédéterminées des composantes fixes, et pourquoi aucun scénario fondé sur une récupération par les composantes variables ou une modulation progressive des composantes fixes selon les volumes n'a été évalué.

Translation : Please explain why the scenarios analyzed are limited to uniform or predetermined increases in the fixed components, and why no scenario based on recovery through variable components or a progressive adjustment of the fixed components according to volumes was evaluated.

Réponse 5.8

The scenarios analyzed for the fixed monthly charge increase were selected as they align with The Company's objective to increase the percentage of distribution costs that are recovered on a fixed basis. The scenarios also do not require any system or other administrative changes in order to be implemented.

A scenario under which the increase in costs is recovered volumetrically is representative of the status quo prior to the approved increase in the Rate 1 and Rate 2 fixed monthly charges in the [D-2025-052](#) Decision. The 2026 Rate Case bill impacts to the various revenue classes within Rate 1 and Rate 2 with no change in the fixed monthly charge has been provided in evidence at line item 2 in EGQ-26, Document 1.2 for Rate 1 and Rate 2.

A scenario that utilizes a progressive adjustment of the fixed components according to volumes within the same rate class would require changes to billing

and other systems as well as additional analysis to establish the thresholds for any tiering under a progressive approach. The Company is of the view that the proposal in this application results in reasonable bill impacts and any potential incremental benefit from a scenario with a progressive adjustment according to volumes might not outweigh the additional costs incurred to administer, for now.

- 5.9** Veuillez expliquer pourquoi, selon les graphiques présentés en (ii), les clients à volumes élevés subissent des diminutions comparativement aux clients à volumes faibles qui subissent des hausses, et en quoi ce résultat est cohérent avec les principes d'équité tarifaire.

Translation : Please explain why, according to the graphs presented in (ii), high-volume customers experience decreases compared with low-volume customers who experience increases, and how this result is consistent with the principles of rate equity

Réponse 5.9

Distribution costs are primarily fixed costs that do not vary with changes in customer consumption between customers in the same rate class with similar profiles. When distribution costs are recovered on a volumetric basis, it can result in customers with consumption above the rate class average paying a higher proportional share of costs, especially when the cost to provide service are not materially different for customers with low vs. high consumption in the same rate classes. Customer related costs such as billing, meters and demand related costs such as the size of the service line and related distribution pipe to a premise are similar between customers with a similar peak day demand regardless of the actual volume of gas they consume. The results of high volume customers experiencing a decrease compared with low volumes customers experiencing an increase related to the fixed monthly charge increase is consistent with the principles of rate equity and cost causality, as it results in better alignment between the costs to service a customer and who is paying for those costs.

- 5.10** Veuillez expliquer la signification réglementaire du point de croisement des courbes d'impact de factures selon les volumes, et préciser comment ce point a été pris en compte dans le choix du scénario retenu.

Translation : Please explain the regulatory significance of the point where the bill-impact curves intersect according to volume, and specify how this point was taken into account in selecting the chosen scenario

Réponse 5.10

The point where bill impacts across scenario intersect at a bill impact of zero is significant as that point is representative of the annual consumption within the

rate class where a customer would be indifferent between cost increases being recovered through an increase in the fixed monthly charge versus recovery through the volumetric delivery charge as it would result in the same total annual bill.

When evaluating the different scenarios that point is relevant as it establishes the boundary between customers below that annual consumption that would experience an annual bill increase from a monthly fixed charge increase versus customers with consumption above that point experiencing an annual bill decrease. The Company's analysis intentionally looked at customer profiles from different revenue classes that fall on both sides of this intersection point as well as reviewed the distribution of customers above and below this intersection when making a recommendation on increasing the monthly fixed charge.

- 5.11** Veuillez préciser si les impacts présentés dans les graphiques en (ii) tiennent compte uniquement des ajustements de structure tarifaire ou s'ils incluent également les autres hausses prévues, et, le cas échéant, expliquer pourquoi une analyse consolidée n'a pas été présentée.

Translation : Please specify whether the impacts presented in the graphs in (ii) take into account only the rate-structure adjustments or whether they also include the other planned increases, and, if so, explain why a consolidated analysis was not presented.

Réponse 5.11

The graphs presented in Exhibit EGQ-26, Document 1, page 8 display only the rate-structure adjustment related to the fixed monthly charge increase proposal for Rate 1 and Rate 2. The Company has provided analysis in EGQ-26, Document 1.2 that shows the impact of 2026 Rates with no change in the rate structure at line item 2, and the consolidated total bill impacts from 2026 Rates and the proposed increase in the fixed monthly charge in the 2026 Rates & Rate Design Impacts section.

- 5.12** Veuillez confirmer si l'évaluation des scénarios de hausse des composantes fixes repose implicitement sur une hypothèse de stabilité des volumes et de la clientèle, et, le cas échéant, expliquer comment cette hypothèse est cohérente avec les projections de transition énergétique présentées ailleurs dans la Demande.

Translation : Please confirm whether the evaluation of the scenarios for increases to the fixed components implicitly relies on an assumption of stable volumes and customer base, and, if so, explain how this assumption is consistent with the energy transition projections presented elsewhere in the Application

Réponse 5.12

The Company's scenario analysis for the fixed monthly charge increase proposal relies on the forecasted customer count and volumes for the 2026 test year and makes no assumptions about changes in volumes or customer base over the long term. To the extent there are changes to volumes and customer base in future years that would influence the forecasted revenue at current approved rates and ultimately change the magnitude of any sufficiency or deficiency included in a future rate applications. The proposal to increase the fixed monthly charge would increase the percentage of revenue that is recovered on a fixed basis and would help mitigate potential future rate increases that could arise in a scenario of declining volumes as a result of energy transition or other changes in market dynamics.

6. Référence : B-0029, page 2, Tableau Évolution du nombre de clients par tarif

Préambule :

ENBRIDGE GAZ QUÉBEC ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS PAR TARIF DOSSIER TARIFAIRE 2026						
N° DE LIGNE	DESCRIPTION	CLIENTS	ADDITIONS	CLIENTS	ADDITIONS	CLIENTS
		AU 31-12-2024 1	NETTES DE CLIENTS 2025 2	AU 31-12-2025 3	NETTES DE CLIENTS 2026 4	AU 31-12-2026 5
RÉSIDENTIEL SANS CHAUFFAGE						
1	Tarif 2	5,768	168	5,936	-28	5,908
RÉSIDENTIEL AVEC CHAUFFAGE						
2	Tarif 2	35,746	-57	35,689	-52	35,637
3	Tarif 2 - Service Dawn-T	2	0	2	0	2
4	TOTAL RÉSIDENTIEL	41,515	112	41,627	-80	41,547
COMMERCIAL SANS CHAUFFAGE						
5	Tarif 1	364	13	377	23	400
6	Tarif 1 - Service Dawn-T	19	2	21	-6	15
7	Total	383	15	398	17	415
COMMERCIAL AVEC CHAUFFAGE						
8	Tarif 1	2,999	83	3,081	37	3,118
9	Tarif 1 - Service Dawn-T	124	-2	122	11	133
10	Tarif 3	2	-2	0	0	0
11	Total	3,124	79	3,203	48	3,251
12	TOTAL COMMERCIAL	3,507	94	3,601	65	3,666
INDUSTRIEL SANS CHAUFFAGE						
13	Tarif 1	4	0	4	0	4
14	Tarif 5 - Service Dawn-T	1	0	1	0	1
15	Total	5	0	5	0	5
INDUSTRIEL AVEC CHAUFFAGE						
16	Tarif 1	2	0	2	0	2
17	Tarif 1 - Service Dawn-T	1	0	1	0	1
18	Tarif 4 - Service Dawn-T	1	0	1	0	1
19	Total	4	0	4	0	4
INDUSTRIEL - INTERRUPTIBLE						
20	Tarif 9	1	0	1	0	1
21	Tarif 9 - Service Dawn-T	2	0	2	0	2
22	Total	3	0	3	0	3
23	TOTAL INDUSTRIEL	12	0	12	0	12
24	GRAND TOTAL	45,035	205	45,240	-15	45,225

NOTE: (1) Selon les données réelles au 31 décembre 2024.

Original : 2025-10-15 EGQ-15

Demandes :

- 6.1** Veuillez expliquer les hypothèses sous-jacentes à la décroissance nette projetée de la clientèle résidentielle avec chauffage en 2025 et 2026, et préciser les facteurs explicatifs retenus (électrification, efficacité énergétique, biénergie, autres).

Réponse 6.1

La décroissance s'explique essentiellement par un nombre d'additions de clients plus restreint. Le déclin du nombre de nouveaux clients s'inscrit dans une tendance historique et s'explique par différents facteurs dont :

- **Une capacité limitée des infrastructures dans certains secteurs de la Ville, restreignant la capacité de développement**
- **De l'instabilité dans le marché de la nouvelle construction (difficulté de prévisibilité par les entrepreneurs, délais dans l'émission des permis, mise en place de redevance de développement, etc.)**
- **Le type de construction, soit majoritairement des immeubles à logements, lesquels sont moins susceptibles d'utiliser le chauffage à gaz naturel parce qu'ils privilégient notamment des solutions centralisées entraînant un ratio de compteurs par habitation plus faible.**
- **L'interdiction de convertir au gaz naturel des habitations résidentielles alimentées au mazout**

Il est à noter que l'efficacité énergétique et la biénergie n'occasionnent pas la perte de clients ni ne limite les additions de clients. Ces mesures ont un impact sur les volumes seulement.

- 6.2** Veuillez expliquer pourquoi la clientèle résidentielle passe d'une croissance nette en 2025 (+112) à une projection de décroissance nette en 2026 (-80), et préciser quels changements d'hypothèses expliquent ce renversement.

Réponse 6.2

Lors de l'élaboration du dossier tarifaire 2024, une surestimation des additions nettes de clients a eu un impact direct sur le nombre de clients projetés au 31 décembre 2025 dans le cadre du dossier tarifaire 2025. L'actualisation des données réelles au 31 décembre 2024, présentée dans ce dossier, influence les ajouts nets

de clients pour l'année 2025, étant donné que le solde final au 31 décembre 2025 est fixé dans le dossier tarifaire 2025. Le nombre de clients au 31 décembre 2026 permet de corriger le déséquilibre engendré par les prévisions tarifaires de 2024 en intégrant les données réelles de 2024.

6.3 Veuillez préciser si la clientèle adhérant à la biénergie est comptabilisée dans le tableau en référence.

Réponse 6.3

EGQ confirme que la clientèle adhérant à la biénergie est comptabilisée dans le tableau en référence étant donné qu'il s'agit de clients existants.

6.3.1 Veuillez justifier une telle décision.

Réponse 6.3.1

Dans le cadre des années 2025 et 2026, l'hypothèse de conversion à la biénergie d'EGQ se limite exclusivement aux conversions de clients déjà existants. Aucune nouvelle addition de clients (biénergie) à la franchise n'est envisagée à court terme.

Il est important de souligner que ces conversions n'affecteront pas le nombre total de clients du distributeur, tel qu'il est déjà répertorié dans le tableau de référence.

6.4 Veuillez préciser si la consommation moyenne par client résidentiel avec chauffage est supposée augmenter, diminuer ou demeurer stable sur l'horizon 2025–2026, et expliquer comment cette hypothèse est cohérente avec l'évolution projetée du nombre de clients.

Réponse 6.4

La consommation moyenne pour les clients résidentiels utilisant le chauffage devrait diminuer entre 2025 et 2026, passant de 1 717 m³ à 1 697 m³ par client, comme l'illustre le tableau ci-dessous (voir la pièce [B-0029](#) du présent dossier). Cette prévision repose notamment sur l'hypothèse que l'année 2026 sera légèrement plus chaude que 2025, ce qui influencera directement la consommation des clients et affectera leur moyenne de consommation, indépendamment du nombre total de clients résidentiels.

Résidentiel	2025 (2+10)	2026
Clients moyens	35 680	35 652
Volumes résidentiels - chauffage	61 278 800	60 507 900
Moyenne de volumes par client	1 717	1 697

6.5 Veuillez expliquer en quoi la structure tarifaire proposée, incluant l'augmentation des composantes fixes, est cohérente avec une projection de décroissance nette de la clientèle résidentielle, et démontrer que cette structure n'accroît pas le risque de perte de clients.

Réponse 6.5

Dans un contexte de transformation énergétique, EGQ anticipe une évolution du profil de consommation de sa clientèle, laquelle pourrait entraîner une diminution progressive des volumes consommés, sans pour autant mener à une déconnexion du réseau. Cette situation limite la capacité du distributeur à recouvrer ses coûts au moyen de sa tarification de la composante distribution, principalement variable, puisque EGQ devra récupérer des coûts de service comparable à partir de volumes plus faibles.

Ainsi, en augmentant progressivement la composante fixe des tarifs 1 et 2, EGQ vise à sécuriser ses revenus de manière plus équitable entre les différents profils de consommation de sa clientèle. En effet, une diminution globale des volumes consommés exerce une pression à la hausse sur la tarification variable, toutes choses étant égales par ailleurs. Cette dynamique crée un déséquilibre, puisque les clients consommant des volumes plus élevés se retrouvent à assumer, de façon disproportionnée, une part plus importante des coûts de service, alors que ces coûts demeurent sensiblement les mêmes pour l'ensemble des clients d'une même classe tarifaire.

Si aucun ajustement n'est apporté à la stratégie tarifaire, les clients à plus faible consommation cessent progressivement de contribuer pleinement aux coûts qui devraient être répartis entre tous, ce qui transfère cette charge vers les clients à plus forte consommation. Comme EGQ l'a déjà souligné dans le cadre de la cause tarifaire 2025, il est essentiel de mettre en œuvre les changements proposés à la structure tarifaire. À défaut d'agir, les clients à « forte » consommation continueront de supporter non seulement la majeure partie des augmentations tarifaires, mais également une proportion croissante des coûts liés à la distribution et au coût de service. Par ailleurs, la majorité des clients résidentiels (86 %) bénéficient d'une réduction de leur facture en raison des modifications proposées

à la composante fixe, comme le démontre le document [B-0043](#) du présent dossier. Un résultat similaire a été observé lors du précédent dossier tarifaire, où 86 % des clients résidentiels ont également bénéficié d'une réduction de leur facture totale à la suite de l'augmentation de la tarification fixe, comme illustré dans le document [B-0093](#) du dossier R-4268-2024.

Pour les 14 % de clients restants, qui voient une augmentation de leur facture totale, un risque de perte existe, mais ce risque est tempéré par le fait que l'impact financier annuel relatif à la proposition du distributeur demeure relativement faible, avec une augmentation annuelle comprise entre 17 \$ (1,42 \$/mois) et 21 \$ (1,75 \$/mois).

6.6 Veuillez indiquer si EGQ a évalué le risque qu'une décroissance de la clientèle résidentielle combinée à une augmentation des composantes fixes puisse engendrer un effet cumulatif de désabonnement, et, le cas échéant, veuillez en présenter les résultats.

Réponse 6.6

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 6.5 de la présente demande de renseignements.

STRATÉGIE D'INTÉGRITÉ

7. **Références** : (i) B-0108, page 7
(ii) B-0108, pages 12 et 13

Préambule :

- (i) *« Actuellement, EGQ s'appuie sur les pratiques d'Enbridge Gas afin d'assurer la gestion de l'intégrité de son réseau de distribution. Ces pratiques reposent principalement sur des programmes d'entretien préventif ainsi que sur des interventions et des réparations ponctuelles visant à corriger les problématiques d'intégrité identifiées sur le réseau.*

Plus précisément, les moyens actuellement en place comprennent notamment les éléments suivants :

- Programmes d'entretien préventif, incluant la détection des fuites et des inspections régulières des actifs permettant d'identifier certaines anomalies ou situations ne répondant plus aux normes de sécurité.*
- Surveillance accrue de certains actifs ou composantes à risque, tels que des branchements ou des vannes identifiées comme plus vulnérables.*
- Interventions correctives ponctuelles, effectuées à la suite de la détection d'un enjeu d'intégrité, afin de limiter les risques pour la sécurité et d'assurer la continuité du service.*
- Analyse des incidents et des interventions urgentes, permettant un retour d'expérience et l'ajustement des pratiques opérationnelles, le cas échéant.*

Ces moyens permettent à EGQ d'assurer la gestion courante de l'intégrité du réseau et de répondre aux situations nécessitant une intervention. Toutefois, ces moyens, bien qu'inspirés des pratiques d'Enbridge Gas, ne reposent pas encore sur l'application complète d'une démarche globale et structurée de priorisation des interventions fondée sur une analyse systématique et intégrée des risques, ni sur l'intégration complète des outils et des processus prévus dans le Programme d'Enbridge Gas permettant une planification proactive et une optimisation accrue des interventions. » (Nous soulignons)

- (ii) *« Le budget d'investissement estimé à 600 000 \$, tel que présenté à la référence (iii), prévu pour l'année tarifaire 2026, vise principalement à soutenir les premières interventions découlant de l'analyse des risques, ainsi qu'à poursuivre les activités nécessaires à l'évaluation de l'état des actifs du réseau.*

La ventilation de ce budget est la suivante :

• Environ 200 000 \$ sont prévus pour la réalisation d'inspections ciblées sur différents actifs du réseau, incluant notamment :

- o des inspections de postes de détente et de pré-détente;
- o des inspections de branchements;
- o des inspections liées aux situations de croisements d'égouts;
- o ainsi que des inspections sur un échantillon de régulateurs.

Ces activités visent à améliorer la connaissance de l'état des actifs et à alimenter les analyses requises dans le cadre du bilan de santé et du processus de priorisation des interventions. Lorsque ces inspections donnent lieu à des interventions, des améliorations ou des modifications qui ont pour effet de prolonger la durée de vie utile d'un actif ou d'en améliorer la performance, les coûts associés peuvent, le cas échéant et conformément aux règles comptables et réglementaires applicables, être capitalisés. À l'inverse, lorsque les inspections ne mènent pas à de telles interventions, les coûts afférents sont traités à titre de dépenses d'exploitation et d'entretien (O&M). » (Nous soulignons)

Demandes :

7.1 Veuillez préciser comment les pratiques de gestion de l'intégrité de son réseau de distribution proposées diffèrent de celle de Gazifère auparavant.

Réponse 7.1

Les pratiques proposées diffèrent de celles auparavant appliquées en ce qu'elles introduisent une stratégie structurée et proactive de gestion de l'intégrité fondée sur une analyse systématique des risques et un bilan de santé annuel des actifs, plutôt qu'une approche principalement axée sur des inspections et des interventions ponctuelles.

À cet égard, EGQ suit la méthodologie d'Enbridge Gas en matière d'évaluation et de gestion des risques, et permet d'assurer une approche cohérente, structurée et alignée avec les pratiques de gestion des risques déjà en place au sein d'Enbridge Gas, tout en étant adaptée à la réalité de son réseau.

7.2 Veuillez préciser si ce changement de pratiques devrait amener une augmentation ou diminution des investissements et charges associés dans le futur.

Réponse 7.2

EGQ anticipe que la mise en œuvre progressive d'une démarche structurée fondée sur l'analyse des risques et l'amélioration de la connaissance de l'état des actifs pourrait entraîner une augmentation principalement des investissements en immobilisations (CAPEX) à court et moyen terme.

Cette démarche pourrait également entraîner certaines charges d'exploitation, notamment liées aux activités d'inspection, d'analyse et de suivi de l'état des actifs, selon la nature des travaux réalisés et leur traitement comptable, tel que précisé à la réponse 3.6 de la deuxième demande de renseignements de la Régie.

À plus long terme, l'entreprise prévoit une diminution des coûts associés aux interventions d'urgence, cette approche permettant une planification plus proactive et une réduction du nombre d'interventions non planifiées, lesquelles sont généralement plus coûteuses, nécessitant des actions correctives immédiates.

EGQ rappelle également que tout projet d'intégrité dont le coût excède 1,2 M\$ fera l'objet d'autorisation préalable auprès de la Régie, conformément aux exigences réglementaires applicables.

7.3 Veuillez préciser quand EGQ compte se doter d'une démarche globale et structurée de priorisation des interventions fondée sur une analyse systématique et intégrée des risques et de l'intégration complète des outils et des processus prévus dans le Programme d'Enbridge Gas permettant une planification proactive et une optimisation accrue des interventions, tel qu'exprimé à la référence (i).

Réponse 7.3

Les travaux visant l'adaptation et l'intégration des outils et processus issus du Programme d'Enbridge Gas sont déjà amorcés et s'inscrivent dans une démarche progressive. Cette intégration se poursuivra au fur et à mesure de l'avancement des analyses, des connaissances sur l'état des actifs et de la mise en place de gouvernance requis.

EGQ déploie cette démarche progressivement, en cohérence avec l'évolution de ses pratiques internes et la mise en place des mécanismes nécessaires à une planification proactive des interventions, laquelle sera pleinement opérationnelle à mesure que les fondements de la Stratégie d'intégrité seront consolidés.

7.4 Veuillez clarifier si les inspections elles-mêmes peuvent être capitalisées, tel que décrit en (ii), ou simplement les « interventions, améliorations ou modifications qui ont pour effet de prolonger la durée de vie utile d'un actif ou d'en améliorer la performance ».

Réponse 7.4

EGQ confirme que les inspections peuvent être capitalisées lorsqu'elles entraînent un remplacement d'actifs ou des interventions qui ont pour effet de prolonger la durée de vie utile de l'actif. Dans ces situations, les coûts associés répondent aux critères comptables et réglementaires applicables à la capitalisation.

À l'inverse, lorsque les inspections ne nécessitent pas de remplacement d'actif ni d'intervention ayant un impact sur la durée de vie utile, les coûts sont alors traités à titre de dépenses d'exploitation et d'entretien (O&M).

7.4.1 Veuillez justifier que des inspections soient considérées comme des investissements plutôt que des charges le cas échéant.

Réponse 7.4.1

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 7.4 de la présente demande de renseignements.

**CRÉATION D'UN CFR RELATIF AUX REVENUS ISSUS DES UNITÉS
DE CONFORMITÉ DU RÈGLEMENT SUR LES COMBUSTIBLES
PROPRES
MODALITÉS DE VALORISATION DES UC AU BÉNÉFICE DE LA
CLIENTÈLE**

8. **Référence :** B-0108, page 15

Préambule :

« Par conséquent, le CFR dont EGQ demande la création dans le cadre du présent dossier vise uniquement à permettre la comptabilisation des revenus liés à la valorisation des UC résultant des volumes de GSR reçus depuis le 7 juin 2025 et ce, dans l'attente du dépôt, par EGQ, d'une proposition complète de disposition des sommes contenues dans le CFR, laquelle sera soumise à la Régie dans le cadre d'un autre dossier. » (Nous soulignons)

Demandes :

8.1 Veuillez préciser si les principes et modalités de disposition des sommes contenues dans le CFR liés à la valorisation des UC, tels qu'examinés dans le dossier R-4320-2025 d'Énergir, pourraient servir de référence ou de point de comparaison pour le traitement proposé par EGQ.

Réponse 8.1

Le 15 janvier 2026, EGQ a déposé sa stratégie de disposition des revenus issus des unités de conformité du *Règlement sur les combustibles propres*, laquelle sera examinée par la Régie dans le dossier relatif à la stratégie de décarbonation [R-4292-2025](#). Cette stratégie précise les modalités proposées par le distributeur afin que ces sommes puissent bénéficier à la clientèle du distributeur, de même que des ajustements aux suivis réglementaires et au calendrier d'implantation proposé.

Par conséquent, le distributeur estime que la question de l'intervenant dépasse le cadre du présent dossier et que les éléments du dossier R-4320-2025 d'Énergir ne constituent pas une référence applicable à la demande actuelle d'EGQ, laquelle vise uniquement la demande de création du CFR.

8.1.1 Autrement, veuillez justifier pourquoi les dispositions pourraient être différentes entre Énergir et EGQ.

Réponse 8.1.1

EGQ réfère à la réponse 8.1 de la présente demande de renseignements.

8.2 Veuillez expliquer comment la création du CFR et le report de la décision quant à la disposition des sommes qu'il contient assurent que les consommateurs ne supporteront pas indûment de risques financiers ou réglementaires dans l'intervalle.

Réponse 8.2

EGQ estime que la création du CFR portant intérêts n'impose pas de risques financiers ou réglementaires pour les consommateurs. Elle permet d'isoler les revenus provenant de la vente d'UC jusqu'à ce que la Régie se positionne sur la méthode de disposition proposée par EGQ, assurant ainsi la conservation des sommes dans les activités réglementées du distributeur et n'imposant pas un surcoût financier pour la clientèle.

PRÉVISION DES VOLUMES DU SECTEUR INDUSTRIEL

9. **Références :** (i) D-2025-052, R-4268-2024-2, page 16, paragraphes 32 et 33
(ii) B-0013, page 8, lignes 1 à 13

Préambule :

- (i) « *Considérant le retard en lien avec la biénergie l'ACEFO recommande de demander à Gazifère de retirer, pour l'année témoin 2025 du Plan d'approvisionnement, le volume de 464 10³m³ qui y est associé à la biénergie, pour les secteurs résidentiel et commercial.*

L'ACEFO recommande également de demander à Gazifère de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une modification à la méthode de prévision des volumes du secteur industriel visant à en atténuer la sous-estimation [Note de bas de page omise].

3.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie comprend, tel que l'a affirmé Gazifère en audience, que la projection des volumes industriels est difficile à réaliser et que, généralement, les clients résidentiels consomment de façon un peu plus stable d'une année à l'autre. Elle note l'affirmation du Distributeur à l'effet que les écarts s'avèrent plus grands entre les volumes prévus et réels chez la clientèle industrielle. Selon Gazifère, la méthode de prévision actuelle des volumes de la clientèle industrielle repose sur les volumes inscrits au contrat. La Régie note toutefois qu'une méthodologie alternative basée sur un échange avec le client pourrait être envisagée [Note de bas de page omise].

En conséquence, la Régie demande à Gazifère de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un suivi portant sur la méthodologie des prévisions volumétriques du secteur industriel ainsi que les pistes de solutions afin d'améliorer la méthode de prévision. » (Nous soulignons)

- (ii) « *Pour l'année 2026, la projection du secteur industriel repose désormais sur la valeur la plus élevée entre les volumes indiqués aux contrats et la moyenne des trois dernières années de consommation réelle, cette analyse étant effectuée individuellement pour chaque client de cette catégorie.*

La comparaison entre les volumes qui auraient été prévus avec l'ancienne méthode (lesquels sont basés uniquement sur les contrats) et ceux calculés avec la nouvelle méthodologie (soit en tenant compte de l'historique de consommation) pour l'année 2026 donne les résultats suivants:

- *Volumes totaux prévus selon les contrats : 52 796 816 m³*
- *Volumes totaux prévus selon la nouvelle méthodologie : 54 196 122 m³*

Il est possible de constater que l'utilisation de la nouvelle approche entraîne une augmentation de 2,7 % des volumes prévus pour le secteur industriel en 2026 par rapport à l'utilisation de l'ancienne méthode. Le distributeur rappelle qu'un contrat important avait été revu à la hausse dans le cadre du dossier tarifaire 2025 [Note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 9.1** Veuillez identifier les documents du présent dossier qui constituent le suivi demandé par la Régie en (i).

Réponse 9.1

Enbridge Gaz Québec réfère l'intervenant à la pièce [B-0013](#) du présent dossier.

- 9.2** Veuillez préciser comment la méthodologie décrite en (ii) répond aux préoccupations formulées par la Régie en (i) quant aux écarts récurrents observés entre les volumes industriels prévus et les volumes réellement observés.

Réponse 9.2

Enbridge Gaz Québec réfère l'intervenant à la pièce [B-0013](#) du présent dossier.

- 9.3** Veuillez démontrer en quoi la méthodologie actuelle ou proposée permet de réduire le risque de sous-estimation systématique des volumes industriels à moyen terme, et en quoi elle peut être qualifiée de prudente du point de vue de la planification des approvisionnements et des impacts tarifaires.

Réponse 9.3

La nouvelle méthodologie compare deux valeurs et retient la plus élevée des deux, garantissant ainsi une estimation maximale de la projection volumétrique basée sur les données possédées par le distributeur.

La première valeur est la consommation stipulée dans le contrat, qui fait l'objet de discussions entre Enbridge Gaz Québec et son client.

La seconde valeur est la moyenne de la consommation du client au cours des trois dernières années.

En obtenant une estimation de la consommation du client avec une entente contractuelle, qui est ensuite comparée à une moyenne triennale des volumes réels des dernières années accessibles, EGQ estime être en mesure de mieux atténuer les risques liés à une sous-estimation budgétaire des volumes industriels et

dispose ainsi de plusieurs données pour effectuer une analyse et une projection plus précise.

9.4 Veuillez élaborer si une méthodologie alternative basée sur un échange avec le client a été envisagée, tel que décrit en (i) et expliquer pourquoi elle n'a pas été retenue.

Réponse 9.4

Aucune méthodologie alternative n'est envisagée, car la méthodologie proposée inclut déjà des discussions avec le client pour l'établissement de la consommation stipulée au contrat.

9.4.1 Dans la négative, expliquer pourquoi cette piste n'a pas été évaluée malgré la demande de la Régie.

Réponse 9.4.1

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 9.4 de la présente demande de renseignements.

9.5 Veuillez fournir un tableau illustrant, pour les cinq dernières années disponibles, ce qu'auraient été les volumes prévus du secteur industriel si la méthodologie proposée avait été appliquée rétroactivement, et comparer ces résultats aux volumes réellement observés et aux volumes qui avaient été prévus selon la méthodologie alors en vigueur.

Réponse 9.5

Enbridge Gaz Québec présente le tableau ci-dessous à la demande de l'intervenant:

Volumes Industriels	Réels (A)	Nouvelle méthodologie (B)	Ancienne méthodologie (C)	Écart (\$) (A-B)	Écart (%) (A-B)	Écart (\$) (B-C)	Écart (%) (B-C)
2020	50 902	43 185	40 047	7 717	19%	3 138	8%
2021	48 189	44 824	43 174	3 365	8%	1 650	4%
2022	49 227	48 480	46 766	747	2%	1 714	4%
2023	52 887	48 083	45 628	4 804	10%	2 455	5%
2024	53 181	48 950	45 628	4 231	9%	3 322	7%

9.5.1 Veuillez commenter les écarts observés et préciser dans quelle mesure la méthodologie proposée aurait permis d'atténuer les écarts constatés.

Réponse 9.5.1

EGQ constate une amélioration généralisée chaque année où la nouvelle méthodologie est appliquée, par rapport à l'ancienne. Cette amélioration varie entre 4 % et 8 %, selon l'année considérée. Bien que certains écarts subsistent par rapport aux données réelles, et tel que mentionné dans la référence (i), la consommation industrielle est instable et plus difficile à prévoir. Plusieurs facteurs peuvent influencer la consommation d'un client industriel tels que notamment la conjoncture économique ou la prévision volumétrique établie plusieurs mois avant l'année de consommation.

9.6 Veuillez fournir un tableau comparatif détaillé pour l'année 2026 illustrant, par client ou par sous-segment industriel, les volumes prévus selon l'ancienne méthodologie (basée sur les volumes contractuels), les volumes prévus selon la méthodologie proposée ainsi que l'écart en volume et en pourcentage.

Réponse 9.6

EGQ présente le tableau ci-dessous en réponse à la demande de l'intervenant. Le distributeur précise que la réduction des volumes pour le client 10 entre le contrat initial et les prévisions pour 2026 est liée à l'anticipation d'une journée d'interruption de service pour un client au tarif 9. Par ailleurs, les clients industriels relevant du tarif 1 n'ont pas de contrat, et leurs prévisions sont établies sur la base d'une moyenne de leurs consommations passées.

Clients industriels	Volumes selon les contrats	Volumes prévisionnels 2026 (m ³)	Écarts (\$)	Écarts (%)
Tarifs 1	3 095 076	3 095 076	0	0,0%
Client 8	3 567 510	3 613 756	46 246	1,3%
Client 9	18 300 000	18 300 000	0	0,0%
Client 10	14 000 000	13 951 426	-48 574	-0,3%
Client 11	6 008 265	6 859 592	851 327	14,2%
Client 12	7 825 965	8 376 272	550 307	7,0%
Total	52 796 816	54 196 122	1 399 306	2,7%

9.6.1 Veuillez expliquer comment ces résultats ont conduit à l'augmentation globale d'environ 2,7 % des volumes prévus pour le secteur industriel et préciser dans quelle mesure cette hausse repose sur des ajustements

structurels plutôt que sur des situations particulières (ex. révision ponctuelle d'un contrat important).

Réponse 9.6.1

L'augmentation globale de 2,7 % s'explique par les clients 8, 11 et 12, dont la moyenne de consommation des trois dernières années dépasse celle prévue dans leurs contrats respectifs. Le distributeur n'identifie aucune anomalie dans les données réelles de ces clients, observant simplement une variation normale de consommation basée sur les informations disponibles.

APPROVISIONNEMENTS EN GSR

10. Référence : R-4292-2025, A-0020, page 1

Préambule :

« Compte tenu des motifs invoqués par EGQ, la Régie accueille la demande de suspension du Distributeur relative au dossier R-4292-2025. À des fins de clarification, la Régie précise que la suspension du dossier sera effective jusqu'à l'adoption du nouveau cadre réglementaire.

Ainsi, la Régie demande à EGQ d'informer la Régie lorsque le règlement annoncé par le gouvernement sera adopté.

Cependant, la Régie demande à EGQ de faire le point sur sa demande de suspension ou sur la fermeture du dossier, le cas échéant, avant le 1er juin 2026.

Par la même occasion, la Régie souhaite informer EGQ et les participants au dossier qu'elle pourrait convoquer une rencontre préparatoire afin de déterminer les prochaines étapes pour le traitement du dossier. » (Nous soulignons)

Demandes :

10.1 EGQ considère-t-elle solliciter une approbation explicite ou implicite de tout ou partie de sa nouvelle stratégie de décarbonation avant l'adoption du nouveau cadre réglementaire?

Réponse 10.1

EGQ estime que la question de l'intervenant dépasse le cadre d'intervention autorisé par la Régie dans le présent dossier. En effet, dans sa décision procédurale [D-2026-001](#), la Régie a précisé que :

« [24] Considérant que la demande d'approbation de la stratégie de décarbonation dans le cadre du dossier R-4292-2025 est reportée au 1er janvier 2027 et que la Demande amendée porte spécifiquement sur l'année 2026 du plan d'approvisionnement, la Régie est d'avis qu'il n'est pas opportun à ce stade d'examiner la stratégie de décarbonation dans le cadre du dossier tarifaire 2026. Par conséquent, la Régie rejette la demande de l'ACEFO d'intervenir sur ce sujet. »⁴.

Outre le CFR relatif aux unités de conformité du RCP, pour lequel la stratégie de disposition a été soumise à la Régie dans le dossier R-4292-2025, EGQ ne sollicite aucune approbation de la Régie pour tout élément faisant partie de la stratégie de décarbonation dans le présent dossier.

10.1.1 Dans l'éventualité où EGQ envisagerait de soumettre une telle demande, veuillez préciser si celle-ci serait déposée à la suite d'une rencontre préparatoire telle qu'évoquée par la Régie, ou dans un autre cadre procédural, et, le cas échéant, en expliquer les motifs.

Réponse 10.1.1

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 10.1 de la présente demande de renseignements.

10.2 Veuillez expliquer quelles sont les implications du report de la stratégie de décarbonation et de la suspension du dossier R-4292-2025 sur les hypothèses retenues pour le prochain cycle tarifaire (2027), les volumes de GSR, les coûts réglementaires et les impacts tarifaires associés, ou toute autre implication.

Réponse 10.2

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 10.1 de la présente demande de renseignements.

⁴ Dossier R-4303-2025, décision [D-2026-001](#), pièce A-0024, par. 24.

10.2.1 Veuillez préciser, le cas échéant, à partir de quelle date en 2025 EGQ considère que les effets du report de la stratégie de décarbonation deviendraient effectifs dans ses prévisions et hypothèses tarifaires, advenant que la nouvelle stratégie ne soit pas autorisée avant le dépôt du prochain dossier tarifaire.

Réponse 10.2.1

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 10.1 de la présente demande de renseignements.

11. Référence : B-0005, page 4, lignes 18 à 24.

Préambule :

« EGQ reconnaît que dans le cadre du dossier R-4292-20254, portant sur sa stratégie de décarbonation, elle a demandé à la Régie d'approuver des pourcentages qui diffèrent de ceux stipulés par le Règlement. De plus, une mise à jour du Règlement est également attendue à l'automne [note de bas de page omise] sur la méthode de calcul de son obligation. En fonction de l'évolution de ces éléments, EGQ pourrait déposer, en temps opportun, une version révisée de son plan d'approvisionnement, afin de refléter les volumes requis en GSR conformément au cadre réglementaire et juridique applicable à partir du 1er janvier 2026. » (Nous soulignons)

Demande :

11.1 Veuillez indiquer si, tel que mentionné à la référence, EGQ prévoit déposer une version révisée de son plan d'approvisionnement étant donné l'absence de mise à jour du Règlement à l'automne 2025. Dans l'affirmative, veuillez indiquer quand une telle version révisée sera déposée. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas le faire.

Réponse 11.1

EGQ ne prévoit pas déposer une version révisée de son plan d'approvisionnement. Après le report des audiences sur la stratégie de décarbonation, qui étaient initialement prévues en octobre 2025, EGQ a modifié sa demande afin de déplacer la date de mise en œuvre des modalités proposées pour le 1^{er} janvier 2027 (au lieu de la date initiale du 1^{er} janvier 2026). Ainsi, les modalités proposées dans la stratégie de décarbonation n'ont aucun impact sur l'année 2026 au niveau du plan d'approvisionnement. Considérant que la mise à jour du Règlement n'a pas été

publiée, le cadre juridique applicable au GSR demeure donc le même que celui qui prévalait lorsqu'EGQ a déposé son plan d'approvisionnement le 31 juillet 2025.