

Rapport annuel 2025

Requête 4336-2026

Suivi portant sur le gaz perdu 2025

Table des matières

1.	INTRODUCTION	3
2.	CALCUL DU GAZ PERDU	3
3.	ANALYSE DU TAUX DE GAZ PERDU 2025	5
4.	MESURES EN COURS ET PISTES D'ANALYSE	6
5.	CONCLUSION	8

1. INTRODUCTION

Dans la décision D-2010-112¹, la Régie de l'énergie (ci-après la « Régie ») demandait à Enbridge Gaz Québec (ci-après « EGQ ») de déposer une analyse des causes du gaz naturel perdu (ci-après le « gaz perdu² ») lorsque le taux constaté en fin d'année dépasse 1 %. Dans cette même décision, la Régie demandait que l'analyse comprenne également les actions prévues par le distributeur pour maintenir ce taux en deçà du seuil de 1 %. Étant donné qu'au 31 décembre 2025, le taux de gaz perdu d'EGQ s'élevait à 2,06 %³, le présent document vise à donner suite à cette exigence de la Régie.

2. Calcul du gaz perdu

Afin d'analyser adéquatement le pourcentage de gaz perdu calculé par EGQ en fin d'année, il est d'abord nécessaire de rappeler la méthode utilisée pour établir cette donnée.

Les clients sont répartis sur différents cycles de facturation au cours du mois. Par conséquent, à la dernière journée de chaque mois, une partie du gaz naturel consommé par la clientèle a déjà été facturée, tandis qu'une autre partie a été consommée, mais n'a pas encore fait l'objet d'une facture. EGQ doit donc estimer ces volumes non facturés afin d'établir les résultats mensuels.

À titre illustratif, les volumes facturés au cours d'un mois donné ne correspondent pas nécessairement aux volumes consommés au cours de ce même mois. Par exemple, la facture d'un client émise le 16 février pourra inclure des volumes consommés à la fin du mois de janvier ainsi que des volumes consommés au cours du mois de février.

Dans ce contexte, sur une base mensuelle, EGQ ajuste les volumes de ventes facturés afin d'attribuer les volumes consommés à la période à laquelle ils se rapportent le plus fidèlement possible. À cette fin, les volumes de gaz naturel consommés et non facturés à la fin du mois précédent, mais facturés au cours du mois courant, sont soustraits des ventes du mois courant. À

¹ Dossier R-3724-2010, Décision [D-2010-112](#), page 21, paragraphe 58.

² Bien que Enbridge Gaz Québec utilise le terme « *gaz perdu* », il s'agit de la différence obtenue entre les volumes achetés et vendus. Il s'agit donc d'un volume de gaz « perdu » au sens de « non facturé ».

³ Cette donnée représente le taux de gaz perdu réel pour l'année financière 2025 (incluant le gaz réellement facturé pour les deux dernières semaines de décembre).

1 l'inverse, les volumes de gaz naturel consommés au cours du mois courant, mais qui seront
2 facturés ultérieurement, sont ajoutés. Cette méthode permet d'obtenir la meilleure estimation
3 possible du volume de gaz consommé pendant la période visée.

4 Le volume de gaz perdu correspond ensuite à l'écart entre les achats mensuels de gaz naturel et
5 le volume de gaz ainsi consommé selon la méthodologie. Le calcul effectué se résume ainsi :

6 $\text{Volume de gaz perdu} = \text{Achats mensuels de gaz naturel (-) Ventes mensuelles de gaz naturel}$
7 $\text{facturées (-) Volume de gaz naturel non facturé au début du mois (+) Volume de gaz naturel non}$
8 $\text{facturé à la fin du mois.}$

9 EGQ présente la répartition mensuelle du gaz perdu selon cette méthode à la pièce EGQ-6,
10 document 5, le tout tel que demandé par la Régie aux termes de la décision D-2012-083⁴.

11 Cette méthode comptable repose sur une estimation du gaz naturel non facturé à la fin d'un mois.
12 Il en résulte donc que la quantité de gaz perdu établie par EGQ en fin de mois repose, elle aussi,
13 sur une estimation. Ainsi, une surestimation du gaz naturel non facturé à la fin d'une période
14 entraînera une sous-estimation du gaz naturel perdu pour cette même période et vice versa.

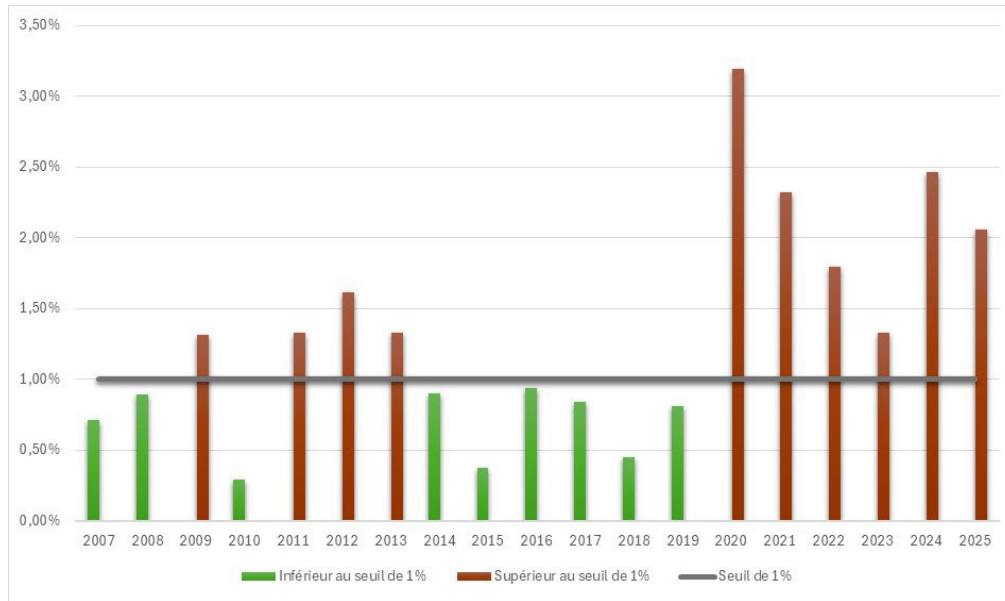
15 Depuis la fermeture réglementaire des livres de 2017, EGQ présente le taux de gaz perdu en
16 fonction du taux estimé (calculé selon la méthode comptable approuvée en 2012) et du taux réel
17 (calculé en éliminant les volumes estimés des deux dernières semaines de décembre). Cette
18 manière de présenter le taux de gaz perdu permet de limiter les données estimées et d'apporter
19 une précision additionnelle au taux de gaz perdu annuel.

20 Comme indiqué ci-haut, le taux de gaz perdu calculé en 2025 s'élève à 2,06 %, ce qui est supérieur
21 au taux autorisé par la Régie pour l'année témoin 2025 aux termes de la décision D-2025-052⁵.
22 Ce taux est en baisse par rapport à celui de 2024 s'inscrivant ainsi à nouveau dans la tendance
23 baissière observée depuis 2021, bien qu'il demeure supérieur à celui de 2023 (1,33 %⁶), comme
24 l'illustre le graphique ci-dessous :

⁴ Dossier R-3793-2012, Décision [D-2012-083](#), page 17, paragraphe 43.

⁵ Dossier R-4268-2024, Phase 2, [D-2025-052](#)

⁶ Dossier R-4265-2024, pièce B-0035, GI-3, [Document 1.2.1.](#)

Graphique 1: Taux de gaz perdu annuel depuis 2007

3. Analyse du taux de gaz perdu 2025

Le taux de gaz perdu observé résulte de l'effet combiné de facteurs de nature physique, opérationnelle, méthodologique et technique.

D'une part, certaines variations correspondent à des écarts physiques sur le réseau de distribution, notamment :

- La quantité de gaz naturel utilisée pour purger et remplir les nouvelles conduites principales et les nouveaux branchements installés au cours de l'année;
- Les fuites causées par des dommages lors de travaux d'entretien ou d'autre nature, ainsi que les émissions fugitives;
- Le vol de gaz naturel;
- Les opérations courantes du réseau, incluant les mises en service; et
- La précision des appareils de mesurage.

D'autre part, certains facteurs influencent les modalités de comptabilisation des volumes, sans nécessairement correspondre à des pertes physiques, notamment les estimations des volumes de gaz non facturés (en lien avec les cycles de facturation et le recours à des volumes estimés en l'absence de lectures réelles). À cet égard, bien que les équipements de mesurage soient

1 conformes aux normes de Measurement Canada et présentent une précision élevée, une faible
2 marge d'incertitude demeure inhérente à toute mesure et peut contribuer, de façon marginale, aux
3 écarts observés, des incertitudes liées aux mesures et aux estimations – incluant la précision des
4 équipements de mesurage, les volumes non facturés, les cycles de facturation ainsi que certaines
5 situations particulières (par exemple, des périodes d'inoccupation pouvant entraîner une
6 consommation atypique ou difficilement estimable) – peuvent entraîner des écarts entre les
7 volumes réels et comptabilisés. S'ajoutent également des facteurs de nature comptable et
8 technique, tels que les ajustements d'inventaire et les variations de la qualité du gaz (pouvoir
9 calorifique).

10 Ces constats sont cohérents avec la preuve présentée par (ci-après « Enbridge Gas »)⁷, laquelle
11 met en évidence que le taux de gaz perdu est influencé par une combinaison de facteurs
12 interdépendants. Il s'agit de facteurs observés à l'échelle de l'entreprise et qui ne sont pas propres
13 exclusivement aux activités d'EGQ.

14 Pour l'année 2025, EGQ n'est toutefois pas en mesure de quantifier l'incidence respective de
15 chacun de ces facteurs sur le niveau de gaz perdu observé. Les analyses réalisées à ce jour n'ont
16 pas permis d'identifier une cause unique ou déterminante permettant, à elle seule, d'expliquer ce
17 niveau.

18 Le comité interne mis en place à la suite des résultats observés entre 2020 et 2022 a poursuivi
19 ses travaux en 2025, dans la continuité des analyses réalisées en 2024, sans toutefois permettre
20 d'isoler un facteur dominant.

21 **4. Mesures en cours et pistes d'analyse**

22 Dans la continuité des pistes d'investigation identifiées en 2024, notamment en ce qui concerne
23 le pouvoir calorifique, EGQ a poursuivi ses travaux en 2025 afin d'approfondir l'analyse de ces
24 écarts.

25 À cet égard, EGQ a entrepris, en collaboration avec Enbridge Gas, des travaux visant à valider les
26 méthodes de conversion énergétique et à assurer une meilleure cohérence entre les volumes

⁷Enbridge Gas Inc., [EB-2024-0125](#), Exhibit D, Tab 1 p. 1 à 79

1 achetés et les volumes facturés. À ce jour, ces travaux n'ont pas permis d'aboutir à des
2 conclusions. Ils se poursuivent et feront l'objet d'analyses complémentaires en 2026.

3 Par ailleurs, certaines actions sont poursuivies ou renforcées afin d'améliorer la compréhension et
4 le suivi du gaz perdu, notamment :

- 5 • des méthodes d'estimation des volumes non facturés;
- 6 • le suivi et l'amélioration des équipements de mesurage;
- 7 • la poursuite des activités de détection et de prévention des fuites.

8 Enbridge évalue actuellement l'opportunité de remplacer ses compteurs existants par des
9 compteurs « Advanced Metering Infrastructure » (AMI), dans une perspective d'amélioration de la
10 précision et de la fiabilité des données de consommation. Cette démarche s'inscrit dans un
11 contexte où des progrès, notamment en matière d'amélioration de la qualité des données, de
12 méthodes de détection et de mesure, ainsi que le recours accru à des approches technologiques,
13 ont permis d'affiner l'analyse des causes. Ces initiatives, soutenues par une collaboration accrue
14 entre EGQ et Enbridge Gas devraient contribuer à améliorer la précision des analyses et à réduire
15 les incertitudes à moyen et long terme.

16 Le déploiement éventuel pourrait également contribuer à éliminer le recours à la facturation basée
17 sur des consommations estimées, et, parmi les effets anticipés, contribuer à une diminution des
18 volumes de gaz perdu, sans que les bénéfices ne s'y limitent. Advenant que le projet soit retenu,
19 EGQ entend déposer, en temps opportun, une demande d'autorisation d'investissement auprès de
20 la Régie.

21 En ce qui concerne le projet pilote de déploiement par Enbridge Gas de véhicules de détection
22 des émissions fugitives du réseau de distribution, EGQ note que cette approche a été soumise à
23 la Commission de l'énergie de l'Ontario (ci-après « CÉO »), laquelle n'a pas retenu la proposition à
24 ce stade⁸. En conséquence, ce mécanisme n'a pas été mis en œuvre. EGQ précise qu'elle poursuit

⁸ [Décision de la CÉO](#) du 27 mai 2025, [Decision on Settlement Proposal and Procedural Order NO. 4](#), page 12

1 néanmoins l'amélioration continue de son programme de détection des fuites, lequel est mis à jour
2 de manière régulière afin d'y intégrer les pratiques reconnues de l'industrie.

3 **5. Conclusion**

4 Le taux de gaz perdu observé en 2025 demeure supérieur au seuil de 1% fixé par la Régie. Les
5 analyses réalisées indiquent que ce taux découle de l'effet combiné de facteurs physiques,
6 opérationnels et méthodologiques, sans qu'une cause unique n'ait été identifiée.

7 EGQ poursuit ses travaux afin d'améliorer la qualité des données, les processus de
8 comptabilisation et la détection des pertes sur le réseau, ainsi que l'harmonisation des méthodes
9 avec EGI.

Pour conclure, EGQ demande à la Régie de prendre acte du suivi et de s'en déclarer satisfaite.
