

Dossier tarifaire 2026

R-4303-2025

Réponses d'EGQ à la demande de renseignements
no 2 de la FCEI

Demande relative à l'approbation du plan d'approvisionnement et demandes de modification des tarifs d'Enbridge Gaz Québec à compter du 1er janvier 2026

DOSSIER R-4303-2025

PLAN D'APPROVISIONNEMENT

Question 1 :

Références :

- (i) B-0005, p. 6, tableau 2
- (ii) B-0030, p. 2
- (iii) R-4268-2024, B-0006, p. 2
- (iv) R-4299-2025, B-0009, p. 1

Préambule :

(i)

Tableau 2 – Approvisionnement gazier

	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
	<u>207 588</u>	<u>208 533</u>	<u>209 491</u>
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
	<u>196 945</u>	<u>196 916</u>	<u>196 279</u>
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.

Les références (ii) et (iii) permettent de constater une augmentation de la demande contractuelle (« Contract demand ») qui passe de 1243,5 10³ m³/j à 1247,7 10³ m³/j

La FCEI note que les ventes réelles de l'année 2024 pour le secteur commercial sont de 77 261 10³ m³ en baisse par rapport 79 353 10³ m³ en 2023.

Parallèlement, la FCEI calcule une prévision des ventes nette du PGEÉ et de la biénergie de pour ce même secteur en nette hausse entre 2024 et 2028.

2023 (réel) : 79353 10³ m³

2024 (CT) : $80\,210\,10^3\text{ m}^3$

2024 (Réal) : $77261\,10^3\text{ m}^3$

2025 (CT) : $78837\,10^3\text{ m}^3 (+1576)$

2025 (2+10) : $79505\,10^3\text{ m}^3 (+2244)$

2026 : $79703\,10^3\text{ m}^3 (+200)$

2027 : $80448\,10^3\text{ m}^3 (+745)$

2028 : $81113\,10^3\text{ m}^3 (+665)$

Questions :

- 1.1 Veuillez indiquer l'impact de chaque catégorie de clientèle sur la variation du besoin de capacité entre 2025 et 2026.

Réponse 1.1 :

La capacité, ou « demande contractuelle », est déterminée à l'aide d'un modèle régressif fondé sur des données empiriques observées, agrégées à l'échelle du réseau, de l'année 2000 jusqu'en janvier 2024, pour établir le coefficient applicable à l'année 2025, fixé à $1\,243,5\,10^3\text{ m}^3$. Pour le coefficient de l'année 2026, le modèle s'appuie sur des données réelles allant de l'année 2000 à janvier 2025, avec un coefficient de $1\,247,7\,10^3\text{ m}^3$. En outre, la formule intègre une moyenne des pointes de consommation observées et vise à refléter le comportement global de la demande, plutôt qu'une somme des besoins individuels par catégorie de clientèle.

Dans ce contexte, la variation de la demande contractuelle entre 2025 et 2026 découle principalement de l'actualisation des données réelles intégrées au modèle et de l'évolution des pointes de consommation, et ne peut être décomposée de façon directe par catégorie de clientèle.

- 1.2 Veuillez expliquer la baisse marquée des ventes entre le réel 2023 et le réel 2024.

Réponse 1.2 :

Enbridge Gaz Québec réfère l'intervenant à la pièce [B-0009](#) du dossier R-4299-2025.

- 1.3 Veuillez expliquer la croissance marquée des ventes entre le réel 2024 et la prévision 2025 (2+10).

Réponse 1.3:

La croissance des ventes entre le réel 2024 et la prévision 2025 (2+10) pour les volumes commerciaux s'explique par deux facteurs : une augmentation du nombre de clients et une hausse de la consommation annuelle moyenne par client commercial.

D'une part, l'ajout moyen de 74 clients commerciaux, passant de 3 507 clients (pièce [B-0009](#), R-4299-2025) à 3 581 clients (pièce [B-0029](#), R-4303-2025), multiplié par une consommation annuelle moyenne par client de 22 202 m³ (soit 79 505 m³ divisés par 3 581 clients) explique environ 1,65 Mm³ de l'écart total de 2,244 Mm³ mentionné à la référence (i).

D'autre part, l'augmentation de la consommation annuelle moyenne de 173 m³ par client (22 202 m³ moins 22 029 m³, pièce [B-0009](#), R-4299-2025), appliquée au nombre moyen de 3 581 clients, représente environ 0,6 Mm³. Cet apport complète ainsi l'écart de 2,244 Mm³ observé entre la consommation réelle de 2024 et la prévision volumétrique 2025 (2+10).

- 1.4 Veuillez expliquer que la croissance marquée des ventes entre 2024 et 2025 soit suivie d'une croissance dix fois plus faible entre 2025 et 2026.

Réponse 1.4 :

La croissance plus modérée des ventes projetées entre 2025 et 2026 s'explique par la combinaison de deux facteurs, soit l'augmentation du nombre de clients et l'évolution à la baisse des conditions climatiques retenues aux fins de la prévision.

En effet, l'ajout moyen de 57 clients commerciaux, passant de 3 581 clients selon [B-0029](#), R-4303-2025 à 3 638 clients selon [B-0029](#), R-4303-2025, a pour effet d'augmenter les volumes projetés. Toutefois, une prévision des conditions climatiques plus clémentes pour l'année 2026 a été retenue pour fins de prévision, ayant un effet à la baisse sur la prévision volumétrique. Par conséquent, l'augmentation de volumes entre 2025 et 2026 est pratiquement nulle en raison des effets opposés de la variation de température et de l'augmentation du nombre de clients.

- 1.5 Veuillez expliquer la recrudescence de la croissance des ventes à partir de 2027.

Réponse 1.5 :

Ceci s'explique par la méthodologie de prévision retenue. La prévision volumétrique pour l'année 2027 est établie en ajoutant, aux prévisions volumétriques de l'année 2026, une estimation de volumes. Cette dernière est déterminée par l'addition de nouveaux clients, ensuite multipliée par des volumes moyens. De plus, pour l'année 2027, ce sont les mêmes degrés-jours que ceux appliqués en 2026 qui sont utilisés.

Pour l'année 2028, la même méthodologie est employée. Cependant, l'ajout des volumes estimés est appliqué sur les données de l'année 2027.

Enbridge Gaz Québec tient à préciser que les données relatives aux années 2027 et 2028, telles qu'incluses dans le plan d'approvisionnement, n'auront aucun impact sur le dossier tarifaire de l'année 2026 au niveau de la fixation des tarifs. Ces prévisions sont fournies à titre informatif et n'influencent pas les décisions tarifaires et les calculs pour l'année 2026.

- 1.6 Veuillez expliquer que la prévision des ventes 2025 au présent dossier ne contienne que deux mois de données réelles pour 2025 alors qu'elle a été déposée le 15 octobre.

Réponse 1.6 :

La projection volumétrique dans le cadre d'un dossier tarifaire constitue un processus rigoureux, nécessitant la participation active de plusieurs parties prenantes, notamment les départements des Finances, de la Réglementation, des Ventes, ainsi qu'Enbridge Gas. Le processus de prévision des volumes doit être initié plusieurs mois avant le dépôt à la Régie, car il impacte plusieurs étapes du dossier tarifaire.

De plus, pour préparer le plan d'approvisionnement, qui doit être soumis à la Régie de l'énergie à la fin du mois de juillet, tel que requis selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*¹, il est indispensable d'effectuer plusieurs mois de travail collaboratif.

Dans ce contexte, les données utilisées aux fins de cette projection, dans le cadre du dossier tarifaire 2026, ont été cristallisées en mars 2025, de sorte que seules les données réelles disponibles pour les deux premiers mois de l'année 2025 ont pu être intégrées. Ce calendrier est nécessaire afin d'obtenir des conclusions adéquates, tant pour la clientèle que pour Enbridge Gaz Québec.

- 1.7 Veuillez présenter la prévision la plus récente des ventes normalisées pour l'année 2025 pour le secteur commercial.

Réponse 1.7 :

La prévision la plus récente des ventes normalisées, et du nombre de clients du secteur commercial pour l'année 2025, est de respectivement 79 505 10³ m³ et de 3 581 clients, tel que présenté au présent dossier. La prochaine mise à jour des ventes normalisées et du nombre de clients pour l'année 2025 sera présentée dans le cadre du rapport annuel 2025, lequel devrait être déposé auprès de la Régie de l'énergie en mai 2026.

¹ [Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement](#)

- 1.8 Veuillez élaborer sur l'évolution du nombre de clients et des volumes commerciaux entre la prévision 2025 la plus récente et la prévision 2026.

Réponse 1.8 :

Enbridge gaz Québec réfère l'intervenant à la réponse de la question 1.7 de la présente demande de renseignements.

CFR- TRCP

Question 2 :

Référence:

- (i) B-0014, p. 11
- (ii) B-0039, p. 2
- (iii) B-0039, p. 3
- (iv) R-4268-2024, B-0043, p. 3

Préambule :

(i)

« 5.Création d'un compte de frais reportés

Considérant que la présente preuve vise une reconduction du TRCP pour l'année tarifaire 2026 uniquement, EGQ prévoit initier prochainement la préparation d'une étude complète en vue d'un examen du taux de rendement et de la structure en capital applicable à compter de l'année tarifaire 2027. Comme cette préparation impliquera la mobilisation de ressources externes spécialisées (honoraires d'expert, frais juridiques, etc.) générant des dépenses importantes mais non récurrentes, EGQ souhaite isoler ces coûts dans un compte de frais reportés.

Bien qu'il demeure prématuré à ce stade de déposer un budget détaillé, EGQ estime, en se basant sur le dossier R-4196-2021, que les coûts pourraient se situer aux environs de 500 000 \$. Le coût final dépendra notamment des enjeux soulevés par la Régie, du nombre d'intervenants au dossier, ainsi que la complexité administrative générale. Ces dépenses seront rapportées à la Régie dans le cadre d'un dossier ultérieur, durant laquelle la Régie pourra statuer quant à leur intégration dans les tarifs. » (Nous soulignons)

Questions :

- 2.1 Veuillez préciser la nature des coûts qui sont comptabilisés dans le compte de frais reportés « charges réglementaires » pour l'année 2024 (ii).

Réponse 2.1 :

Le compte de frais reportés « charges réglementaires » pour l'année 2024 de la référence (ii), d'un montant de (103,278) \$, correspond au solde de clôture de l'année 2025, tel que présenté dans le document de référence [\(ii\) B-0039, page 1, lignes 3 à 6, colonne 13](#).

Pour l'année 2025, le solde d'ouverture était de (97,910) \$ et représentait l'écart entre le budget prévu et les dépenses réelles de l'année 2024. Les détails de ces dépenses réelles sont disponibles à la pièce [EGQ-2, document 1.5, référence R-4299-2025, aux lignes 1 à 22](#).

2.2 Veuillez préciser la nature des coûts qui sont comptabilisés dans le compte de frais reportés « charges réglementaires » pour les années 2025 (iv) et 2026 (iii).

Réponse 2.2 :

EGQ précise que la nature des coûts dans le compte de frais reportés « charges réglementaires » pour les années 2025 et 2026 comprennent :

- les honoraires d'avocat ;
- les frais des intervenants ;
- les frais liés aux notes sténographe ;
- et les frais pour les interprètes requis lors des audiences.

2.3 Veuillez expliquer pourquoi les charges liées à la demande de modification du TRCP en 2027 ne peuvent être comptabilisées dans le compte « charges réglementaires » de 2026.

Réponse 2.3:

Les coûts reliés à une étude menant à une demande de modification du TRCP ne pourraient être comptabilisés dans le compte « charges réglementaires » de l'année 2026, car au moment d'établir le budget des dépenses d'exploitation de l'année 2026, EGQ ne disposait pas d'une autorisation préalable de la Régie pour engager des frais de cette nature. En effet, aux termes de sa décision D-2022-119 dans le dossier R-4156-2021 portant notamment sur l'examen du TRCP, la Régie précisait qu'après la période d'application de trois ans des taux de rendement et des structures en capital des demanderesse, elles pourraient, au besoin, demander à la Régie de revoir, ou non, tant leur taux de rendement que leur structure en capital². Considérant qu'il ne s'agit donc pas d'une obligation réglementaire prédéterminée, et que la demande demeure conditionnelle à l'approbation de la Régie, EGQ n'a pas fait de prévision à cet égard dans ses tarifs 2026 via le compte des charges réglementaires.

Le distributeur considère par conséquent que le recours à un CFR représente l'outil le plus approprié pour isoler les coûts relatifs au projet, approche qui s'inscrit dans la continuité de dossiers réglementaires précédents. En effet, lors du dossier R-4156-

² Dossier R-4156-2021, décision [D-2022-119](#), pièce A-0065, par. 333.

2021³, la Régie avait approuvé la création d'un CFR pour y porter les coûts de l'étude, se référant notamment à une décision précédente, D-2017-014, dans laquelle la Régie avait stipulé que :

« avant d'engager des frais importants, notamment à l'égard de ressources externes, en ce qui a trait à un prochain examen de son taux de rendement, elle demandait de présenter une demande portant sur les conditions d'ouverture d'un tel dossier. »⁴.

Il est également important de rappeler que les coûts liés à la préparation d'un réexamen du taux de rendement sont ponctuels et principalement attribuables au recours à des ressources externes spécialisées (experts, consultants, etc.). Sur la base de l'expérience du dernier dossier sur le taux de rendement, EGQ a indiqué que ces coûts pourraient se situer aux environs de 500 000 \$ pour le prochain examen du taux de rendement. Dépendamment de l'évolution réglementaire associée au dossier, il est possible que ces coûts s'échelonnent sur plus d'une année tarifaire, ce qui confirme l'importance que ces dépenses puissent être isolées au moyen d'un CFR.

2.4 Veuillez présenter les coûts liés à la participation de EGQ au développement du PGIRE en 2025. Veuillez indiquer si ces coûts seront captés par un CFR quelconque et, si oui, lequel.

Réponse 2.4 :

Ces dépenses ne relèvent pas d'un projet spécifique ou d'une initiative circonscrite nécessitant le recours à des experts externes pouvant justifier l'ouverture et l'utilisation d'un CFR. EGQ agit à titre de partie consultée par le gouvernement dans le cadre de l'élaboration du PGIRE et non à titre de maître d'œuvre.

Dans ce contexte, les dépenses engagées s'inscrivent dans les activités courantes d'EGQ liées à son rôle de partie prenante dans l'élaboration du cadre réglementaire québécois. À ce titre, ces coûts sont traités comme des charges d'exploitation régulières et intégrés au fonctionnement normal de l'entreprise.

Aucun coût externe n'a été engendré jusqu'à maintenant et les dépenses associées correspondent uniquement au temps consacré par des ressources internes d'EGQ.-. Il n'y a aucun lien à faire le PGIRE et une étude du taux de rendement nécessitant le recours à des experts externes ou l'engagement de sommes significatives, notamment dans le contexte de la décision D-2017-014.

³ Dossier R-4156-2021, décision [D-2021-083](#), pièce A-0007, pages 16 à 20.

⁴ Dossier R-3987-2016, décision [D-2017-014](#), pièce A-0046, page 19.

- 2.5 Veuillez indiquer les coûts liés à la préparation de l'étude sur les taux d'amortissement comptabilisés en 2025. Veuillez indiquer si ces coûts seront captés par un CFR quelconque et, si oui, lequel.

Réponse 2.5 :

Les coûts totaux liés à la préparation de l'étude sur les taux d'amortissement, d'un montant d'environ 63 600 \$, sont comptabilisés en 2025 à titre de dépenses d'exploitation. L'étude des taux d'amortissement doit être réalisée à chaque 5 ans et EGQ est en mesure d'en prévoir la réalisation dans le cadre de la fixation de ses budgets d'exploitation.

- 2.6 Le cas échéant, veuillez indiquer pourquoi les coûts liés à la préparation du développement du dossier sur le TRCP devraient être traités différemment des coûts relatifs au PGIRE et à l'étude sur les taux d'amortissement.

Réponse 2.6:

EGQ réfère aux réponses 2.3 et 2.5 de la présente demande de renseignements.

CHARGES D'EXPLOITATION - FORMULE

Question 3 :

Référence:

(i) B-0031

Préambule :

(i)

Pour l'application de la formule, EGB applique une inflation des salaires de 4,43%.

Pour le facteur de croissance, EGB utilise la prévision 2+10 comme point de référence du nombre de clients (45139) alors que le nombre de clients utilisés pour 2025 au dossier tarifaire précédent était de (45163).

Questions :

3.1 Veuillez présenter le calcul détaillé et les sources pour le taux d'inflation des salaires de 4,43%.

Réponse 3.1 :

Conformément à la note 5 de la pièce référencée (i), le distributeur procède à une moyenne des variations salariales observées au cours des 36 derniers mois disponibles à la date de la préparation de la formule. Cela couvre la période de février 2022 à février 2025 pour déterminer les dépenses d'exploitation pour la tarification de l'année 2026.

À cet effet, la moyenne de 4,43 % résulte de la moyenne des pourcentages suivants:

- 3,57 % pour la période de février 2022 à février 2023;**
- 5,62 % pour la période de février 2023 à février 2024;**
- Et 4,10 % pour la période de février 2024 à février 2025.**

- 3.2 Veuillez confirmer que l'utilisation de 45139 clients pour 2025 au présent dossier contre 45163 clients au dossier précédent a pour effet que la croissance entre 45139 et 45163 est reflétée deux fois dans la formule. Une fois en 2025 et une fois en 2026.

Réponse 3.2 :

Enbridge Gaz Québec souligne que l'utilisation d'un nombre de 45 139 clients pour l'année 2025 au présent dossier, comparativement à 45 163 au dossier tarifaire précédent, n'a pas pour effet de refléter deux fois la croissance correspondante dans la formule.

Le but de ce calcul est de déterminer une variation anticipée du nombre de clients en se basant sur les données les plus récentes disponibles au moment de la préparation du dossier. Cette variation est appliquée dans les formules paramétriques des années 2025 et 2026.

De plus, le taux de croissance des clients est mis à jour annuellement sur la base des données réelles présentées dans le rapport annuel, grâce à une comparaison entre le rapport annuel le plus récent et celui de l'année précédente, ce qui ajuste l'inflation aux conditions économiques réelles.

Enfin, l'écart entre les dépenses d'exploitation projetées pour le dossier tarifaire et celles présentées dans le rapport annuel est pris en compte dans le calcul de l'excédent de rendement, neutralisant ainsi l'effet potentiel lié aux écarts de la projection.

CFR RELATIF AUX REVENUS DE VENTE D'UC

Question 4 :

Référence:

(i) B-0019, p. 4

Préambule :

(i)

« 3. CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

EGQ peut, lorsqu'applicable selon les modalités contractuelles convenues, valoriser des UC en vertu du RCP. Depuis le 7 juin 2025, suite à l'adoption de la Loi, EGQ estime que les revenus découlant de cette valorisation peuvent être utilisés au bénéfice de sa clientèle. Ces sommes représentent un revenu potentiel qui, selon la compréhension d'EGQ en lien avec le nouvel article 52.5 cité plus haut, peut maintenant être inclus dans ses activités réglementées.

Dans ce contexte, EGQ souhaite créer un compte de frais reportés (ci-après « **CFR** ») afin de comptabiliser les revenus associés à la valorisation des UC correspondant aux volumes de GSR achetés et livrés depuis le 7 juin 2025, date de la sanction de la Loi. Ce compte permettra à EGQ de conserver les revenus jusqu'à ce qu'une approche détaillée relative à leur disposition soit présentée à la Régie pour approbation. »

Questions :

4.1 Veuillez indiquer si des UC ont été créées avant le 7 juin 2025. Le cas échéant, veuillez indiquer combien.

Réponse 4.1 :

EGQ confirme que des UC ont été générées en lien avec des volumes de GSR reçus avant le 7 juin 2025, pour un total de 2790 UC. Ces dernières sont associées à des volumes de GSR livrés au cours du deuxième trimestre de 2025, soit durant les mois d'avril et mai de cette même année.

- 4.2 Veuillez indiquer le nombre d'UC vendues avant le 7 juin 2025 et les revenus tirés de ces ventes.

Réponse 4.2 :

EGQ n'a réalisé aucune vente d'UC avant le 7 juin 2025. Les 2790 UC dont elle fait mention à la réponse 4.1 de la présente demande de renseignements ont été vendues en novembre 2025, tel que précisé par le distributeur dans sa réponse 4.1.1 à la deuxième demande de renseignements de la Régie⁵.

- 4.3 Veuillez indiquer comment EGQ compte disposer des montants associés aux UC créées avant le 7 juin 2025 et valorisées avant le 7 juin 2025.

Réponse 4.3 :

EGQ rappelle que la présente demande vise uniquement la création d'un CFR destiné à comptabiliser les revenus associés aux UC générées par les volumes de GSR reçus après le 7 juin 2025, tel qu'indiqué à la référence (i). La détermination de la méthode de disposition de ces revenus fait l'objet d'une proposition distincte, déposée par EGQ dans le dossier relatif à la stratégie de décarbonation (R-4292-2025) le 15 janvier 2026. Pour les UC issues de volumes de GSR reçus avant le 7 juin 2025, tout revenu associé à leur vente relève des activités non réglementées du distributeur.

- 4.4 Veuillez indiquer si EGQ compte retourner ces sommes à la clientèle. Dans la négative, veuillez justifier ce choix.

Réponse 4.4 :

Tel que précisé à la réponse 4.3 de la présente demande de renseignements, EGQ considère que les revenus associés aux UC générées à partir de volumes de GSR reçus avant le 7 juin 2025 relèvent de ses activités non réglementées, qui ne peuvent être intégrés dans les tarifs réglementés puisque, de l'avis d'EGQ, le cadre juridique qui prévalait avant la sanction de la Loi 24 ne le permettait pas.

⁵ Dossier R-4303-2025, pièce [B-0108](#), EGQ-27, Document 2, page 15.

4.5 Veuillez indiquer comment EGQ compte disposer des montants associés aux UC créées avant le 7 juin 2025 et vendues le ou après le 7 juin 2025. Veuillez indiquer si EGQ compte retourner ces sommes à la clientèle. Dans la négative, veuillez justifier ce choix.

Réponse 4.5 :

EGQ réfère aux réponses 4.3 et 4.4 de la présente demande de renseignements.

AJUSTEMENT TARIFAIRE

Question 5 :

Référence:

- (i) B-0043, p. 8 de 31
- (ii) B-0043, p. 15 de 31
- (iii) B-0043, p. 6 de 31
- (iv) B-0043, p. 29 de 31

Préambule :

- (i)

Questions :

5.1 Relativement au graphique de la référence (i), veuillez confirmer que ce graphique ne fait que reproduire les données du tableau de la référence (ii).

Translation : Regarding the chart in reference (i), please confirm that this chart merely reproduces the data from the table in reference (ii).

Réponse 5.1 :

Confirmed, the graphs shown at Exhibit EGQ-26, Document 1, Page 8 is a reproduction of the data shown in the tables under the Rate Design Impact section provided at Exhibit EGQ-26, Document 1.2 for Rate 1 and Rate 2.

- 5.2 Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer comment les classes de revenu (« revenue class ») (sont définies.

Réponse 5.2 :

Les classes de revenu du distributeur sont définies par groupes de clients partageant des caractéristiques similaires, notamment en fonction de la nature de leur consommation ou du type d'usage du bâtiment. Dans le cadre du tarif 1 (référence ii), les classes sont actuellement établies en fonction des caractéristiques suivantes :

-32 : Chauffage central d'immeuble à logements, avec ou sans autres usages (ex. eau chaude).

-87 : Service général d'immeuble à logements, sans chauffage, avec ou sans autres usages (ex : chauffage de piscine, eau chaude).

-43 et 71 : Chauffage de bâtiments commerciaux, avec ou sans autres usages (ex. eau chaude).

-49 : Chauffage central de bâtiments commerciaux à caractère institutionnel (établissements scolaires, religieux, municipaux, gouvernementaux, organismes sans but lucratif, etc.), avec ou sans autres usages (ex. eau chaude).

-78 et 79 : Service général de bâtiments commerciaux, sans chauffage.

- 5.3 Veuillez indiquer la proportion des clients au tarif 1 ayant un volume de consommation inférieur à 9 000 m³.

Réponse 5.3 :

Enbridge Gaz Québec calcule qu'en date du 31 décembre 2025, 58,4 % des clients commerciaux au tarif 1 ont enregistré un volume réel de consommation annuel de moins de 9 000 m³.

Réponses d'EGQ à la Demande de renseignements #2 de la FCEI

5.4 Afin d'avoir un portrait plus complet des impacts des modifications tarifaires proposées, veuillez refaire le tableau de la référence (ii) en scindant, sur la base du volume de consommation, les classes de revenu 43, 71 et 79 en sous-groupes d'au plus 300 clients. Veuillez de plus ajouter au tableau le pourcentage d'augmentation de la facture en distribution seulement pour chacun des groupes ou sous-groupes et chacun des scénarios.

Translation : In order to have a more complete picture of the impacts of the proposed tariff changes, please redo the table from reference (ii) by splitting revenue classes 43, 71, and 79 into sub-groups of no more than 300 customers, based on consumption volume. Please also add to the table the percentage increase in the distribution-only bill for each group or sub-group and for each scenario.

Réponse 5.4 :

It is not possible for the distributor to provide the information requested by the intervenor as part of this information request. In addition, the Company has presented in response 5.2 of the information request the main characteristics that distinguish each revenue class, which already includes a categorization based on the type of building and/or the type of natural gas usage.

However, during the 2025 rate case, the distributor has provided the intervenor, in response to question 3.2 of its information request⁶, with a table illustrating the rate impacts associated with the distribution component only, based on the average consumption of the different revenue classes within Rate 1. The Company therefore submits to the intervenor an updated table using the 2026 rate case data, presenting the impact of the distribution component only for each of the average levels of consumption associated with the different revenue classes :

ENBRIDGE GAZ QUÉBEC
SCENARIO ANALYSIS - RATE 1 FIXED MONTHLY CHARGE INCREASE PROPOSAL
RATE CASE 2026

Item no.	Description	Monthly Fixed Charge			Revenue Class 32		Revenue Class 43		Revenue Class 49		Bill Impacts Revenue Class 71		Revenue Class 78		Revenue Class 79		Revenue Class 87	
		Current	Change	Proposed	\$	(%)	\$	(%)	\$	(%)	\$	(%)	\$	(%)	\$	(%)	\$	(%)
		col.1	col.2	col.3	col.4	col.5	col.6	col.7	col.8	col.9	col.10	col.11	col.12	col.13	col.14	col.15	col.16	col.17
1	Current Bill - 2025 Distribution Rates				5 399,45		1 970,27		12 218,00		8 110,36		3 904,46		1 930,02		4 878,77	
2	2026 Rates Impact - No change in fixed monthly charge	\$ 32,00	\$ -	\$ 32,00	594,41	11,0%	188,00	9,5%	1 402,51	11,5%	915,69	11,3%	417,23	10,7%	\$ 183,23	9,5%	532,70	10,9%
	Rate Design Impacts - Distribution Only																	
3	Proposal - \$15 Increase	\$ 32,00	\$ 15,00	\$ 47,00	(111,26)	(2,1%)	87,88	4,5%	(507,23)	(4,2%)	(268,69)	(3,3%)	(24,44)	(0,6%)	90,22	4,7%	(81,02)	(1,7%)
4	100% Fixed	\$ 32,00	\$ 288,91	\$ 320,91	(2 142,92)	(39,7%)	1 692,67	85,9%	(9 769,57)	(80,0%)	(5 175,11)	(63,8%)	(470,74)	(12,1%)	1 737,70	90,0%	(1 560,53)	(32,0%)
5	\$5 Increase	\$ 32,00	\$ 5,00	\$ 37,00	(37,09)	(0,7%)	29,29	1,5%	(169,08)	(1,4%)	(89,56)	(1,1%)	(8,15)	(0,2%)	30,07	1,6%	(27,01)	(0,6%)
6	\$10 Increase	\$ 32,00	\$ 10,00	\$ 42,00	(74,17)	(1,4%)	58,59	3,0%	(338,15)	(2,8%)	(179,12)	(2,2%)	(16,29)	(0,4%)	60,15	3,1%	(54,01)	(1,1%)
7	Uniform Rate Increase	\$ 32,00	\$ 3,37	\$ 35,37	(25,03)	(0,5%)	19,77	1,0%	(114,11)	(0,9%)	(60,44)	(0,7%)	(5,50)	(0,1%)	20,30	1,1%	(18,23)	(0,4%)
	2026 Rates & Rate Design Impacts - Distribution Only																	
8	Proposal - \$15 Increase	\$ 32,00	\$ 15,00	\$ 47,00	483,15	8,9%	275,88	14,0%	895,29	7,3%	647,01	8,0%	392,79	10,1%	273,45	14,2%	451,68	9,3%
9	100% Fixed	\$ 32,00	\$ 288,91	\$ 320,91	(1 548,51)	(29%)	1 880,67	95,5%	(8 367,06)	(68%)	(4 259,42)	(53%)	(53,52)	(1%)	1 920,93	99,5%	(1 027,83)	(21%)
10	\$5 Increase	\$ 32,00	\$ 5,00	\$ 37,00	557,32	10,3%	217,29	11,0%	1 233,44	10,1%	826,13	10,2%	409,08	10,5%	213,30	11,1%	505,69	10,4%
11	\$10 Increase	\$ 32,00	\$ 10,00	\$ 42,00	520,24	9,6%	246,59	12,5%	1 064,36	8,7%	736,57	9,1%	400,94	10,3%	243,37	12,6%	478,69	9,8%
12	Uniform Rate Increase	\$ 32,00	\$ 3,37	\$ 35,37	569,38	10,5%	207,77	10,5%	1 288,41	10,5%	855,25	10,5%	411,73	10,5%	203,52	10,5%	514,47	10,5%
13	Average Use (m3)				33 424		9 527		91 673		54 183		21 896		9 045		28 432	
14	Total Volumes (m3)				3 175 271	4,0%	21 683 714	27,2%	7 242 195	9,1%	41 956 845	52,6%	1 291 836	1,6%	2 619 499	3,3%	1 734 341	2,2%
15	Average Number of Bills				95	2,6%	2 279	62,6%	79	2,2%	776	21,3%	59	1,6%	290	8,0%	61	1,7%

⁶ Dossier R-4268-2024, pièce [B-0086](#), GI-29, Document 2, page 15.

The table above shows that the rate impact associated with the distribution component (including adjustments proposed in the rate design) results in impacts ranging from 7,3 % to 14,2 %, as summarized in the following table :

Table 1
Rate 1 - Distribution Only

Revenue Class	Average Use m3	Existing		Proposed		Impact	
		D-2025-052 2025	R-4303-2025 2026			(\$)	(%)
79	9 045	\$ 1 930	\$ 2 203	\$ 273	14,2%		
43	9 527	\$ 1 970	\$ 2 246	\$ 276	14,0%		
78	21 896	\$ 3 904	\$ 4 297	\$ 393	10,1%		
87	28 432	\$ 4 879	\$ 5 330	\$ 452	9,3%		
32	33 424	\$ 5 399	\$ 5 883	\$ 483	8,9%		
71	54 183	\$ 8 110	\$ 8 757	\$ 647	8,0%		
49	91 673	\$ 12 218	\$ 13 113	\$ 895	7,3%		

In general, customers whose consumption is lower than the average customer within a given revenue class will be more impacted than the average, while customers whose consumption is higher will be less impacted than the average customer.

To conclude, the Company refers the intervenor to the graphics presented in reference (i), as they illustrate the magnitude of the rate impacts caused by the increase in the fixed component of the distribution rate for customers whose consumption is above or below the average consumptions for Rates 1 and 2.

5.5 Le tableau 1 de la référence (iii) montre un ajustement de -11,9 k\$ pour le tarif 9. Il montre également un ratio R/C de 0,76 alors que la référence (iv) présente un impact sur la facture globale de 1,3 %. Veuillez justifier l'ajustement de 11,9 k\$ dans le contexte d'un impact sur la facture globale de 1,3% alors que les autres clientèles, notamment le tarif 4 subit une hausse tarifaire globale plus importante alors qu'il présente un ratio R/C de 1,36.

Translation : Table 1 of reference (iii) shows an adjustment of -\$11.9k for Rate 9. It also shows an R/C ratio of 0.76, whereas reference (iv) indicates an overall bill impact of 1.3%. Please justify the -\$11.9k adjustment in the context of a 1.3% overall bill impact, while other customer categories—such as Rate 4—face a greater overall tariff increase despite showing an R/C ratio of 1.36.

Réponse 5.5 :

Revenue adjustments are made as part of the rate design process to achieve rate design objectives as discussed in Exhibit EGQ-26, Document 1, Page 5, A. 7. These adjustments are made during the evaluation of the distribution only rate design,

which occurs before the impacts of gas costs are included. It can be difficult to draw direct comparisons between rate classes based on total sales service bill impacts, inclusive of gas costs, due to differences in customer profiles. For example, the average use for a Rate 9 customer is approximately three times higher than that of Rate 4 customer. Differences such as this result in a higher portion of Rate 9 sales service bills being related to gas costs which suppresses the total bill impact to Rate 9 from changes in distribution only revenue recovery. Recognizing that the gas cost recovery through rates maintains a revenue to cost ratio of 1.0 for all rate classes, it is important to assess any revenue adjustments in the context of distribution only impact in addition to total bill impact and the final revenue to cost ratio. Inclusive of the proposed revenue adjustments, Rate 4 has a proposed 6.5% distribution revenue impact and almost double that for Rate 9 with a proposed 12.8% distribution revenue impact. The Company supports the proposed revenue adjustments as they strike a reasonable balance between the distribution impact and total impact experienced by each rate class while also achieving an improvement in overall revenue to cost ratios.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT :

Références :

- (i) B-0017, p. 2
- (ii) D-2020-141, p.

Préambule :

(i) « De plus, EGQ considère que le dossier R-4292-2025 relatif à sa stratégie de décarbonation, actuellement à l'étude par la Régie, pourrait avoir des répercussions sur son plan de développement. Elle juge préférable d'attendre les conclusions de ce dossier avant de procéder à la mise à jour des analyses demandées. »

(ii) « [50] Quant aux volumes, Gazifère conclut qu'elle les surestime pour toute la période de 2010 à 2019. Elle constate toutefois que les volumes réels sont inférieurs à ceux prévus pour les années 2014, 2015 et 2017, alors que les additions réelles de clients sont plus élevées que celles prévues pour la même période.

[51] Gazifère soumet que la surestimation des volumes prévus s'explique également par d'autres facteurs tels que l'utilisation d'équipements hautement efficaces par ses clients, l'étanchéité accrue des nouveaux bâtiments et la diminution de la superficie de certaines nouvelles résidences. Elle précise que l'efficacité énergétique est un élément important qui explique les écarts volumétriques entre les additions de clients réelles et celles prévues.

[52] Afin de corriger ces erreurs de prévision, Gazifère propose d'utiliser une moyenne des cinq dernières années de consommation, antérieures aux deux dernières années de consommation complète.

(...)

[57] En regard des propositions 1 et 2, la Régie est satisfaite de la démonstration faite par Gazifère quant à l'existence d'un effet de croissance des volumes dans les secteurs résidentiel et commercial. Elle comprend en outre que le taux de croissance moyen de 0,4 % proposé pour le secteur résidentiel tient compte des effets associés aux ajouts de charges et aux économies d'énergie. Elle partage également l'avis de l'ACEFO à l'effet que les résultats présentés sont à la fois robustes et représentatifs puisqu'ils s'appuient sur l'analyse de plusieurs cohortes de clients sur des horizons variés et comportent des variations significatives des taux de croissance entre les périodes.

[58] Par ailleurs, pour les secteurs résidentiel et commercial, la Régie juge qu'il est prudent d'utiliser des taux moyens de croissance de volumes conservateurs, ce qui permettra de minimiser les risques de surestimation des volumes durant les premières années suivant leur intégration dans les analyses de rentabilité de son plan de développement.

[59] Enfin, la Régie partage l'avis de Gazifère à l'effet qu'il est raisonnable de revoir ces taux aux cinq ans afin de ne pas alourdir le processus réglementaire, compte tenu de la charge de travail requise pour la collecte, l'analyse, l'interprétation et la présentation des données ainsi que le débat réglementaire associé aux différentes propositions qui pourraient résulter de cet exercice. Le Régie juge que cette période de cinq ans lui permettra également d'apprécier l'évolution de ces taux et de les ajuster au besoin.

(...)

[65] Comme pour le secteur commercial, la Régie est d'avis que l'utilisation d'une moyenne historique de cinq ans pour prévoir les volumes moyens dans le secteur résidentiel permettrait d'améliorer l'acuité des prévisions de Gazifère et de mieux capter l'évolution récente de la consommation des clients résidentiels.

[66] La Régie comprend que c'est la moyenne des cinq dernières années complètes de consommation qui sera prise en compte dans l'estimation des volumes moyens des nouveaux clients résidentiels et non la consommation d'une seule année. (...)

[70] Enfin, la Régie demande à Gazifère [Enbridge Gaz Québec] de procéder, dorénavant, à une révision des résultats des analyses tous les cinq ans et de déposer sa mise à jour des taux lors de la prochaine révision de ses propositions, soit lors du dossier tarifaire 2025-2026. »
(notes omises)

Questions :

6.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer comment le dossier R-4292-2025 pourrait avoir un impact sur les prévisions de volumes des nouveaux clients ?

Réponse 6.1 :

Le dossier R-4292-2025 présente une stratégie de décarbonation graduelle du réseau gazier d'EGQ, laquelle pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation graduelle des coûts en raison de l'augmentation du pourcentage de GSR distribué dans le réseau. En parallèle, EGQ s'attend également à ce que le profil de consommation de sa clientèle soit appelé à se transformer au courant des prochaines années, ce qui pourrait entraîner une diminution de volumes dans sa franchise. Dans le cadre des travaux visant à réviser ses propositions, EGQ souhaite procéder à des analyses afin de s'assurer que les nouvelles propositions demeurent cohérentes avec sa stratégie de décarbonation.

6.2 Relativement aux paragraphes 52 et 66 de la référence (ii), veuillez indiquer quelles sont les cinq années historiques utilisées pour calculer les moyennes de consommation utilisées pour prévoir les volumes des clients résidentiels et commerciaux au présent dossier.

Réponse 6.2 :

EGQ a estimé les volumes moyens des nouveaux clients en se basant sur les volumes réels observés en 2024 pour les clients raccordés au réseau entre les années 2018 et 2022. EGQ présente ci-dessous les volumes moyens retenus aux fins de déterminer les volumes associés aux nouveaux clients résidentiels et commerciaux au présent dossier :

Secteurs	Volumes 2024 des clients raccordés en 2018	Volumes 2024 des clients raccordés en 2019	Volumes 2024 des clients raccordés en 2020	Volumes 2024 des clients raccordés en 2021	Volumes 2024 des clients raccordés en 2022	Moyenne
Volumes moyens - Commercial	48 186 ⁷	16 865	19 891	16 356	24 097	25 079
Volumes moyens - Résidentiel avec chauffage	1278	1 294	1 261	1 317	1 396	1 309
Volumes moyens - Résidentiel sans chauffage	529	473	473	395	324	439

6.3 Relativement au paragraphe 57 de la référence (ii), veuillez indiquer sur la base de quelles années historiques ont été calculés les taux de 0,4%.

⁷ Ce volume ne tient pas compte du client HEXO.

Réponse 6.3 :

Le taux de croissance annuel de 0,4 % appliqué aux volumes prévus pour le secteur résidentiel est basé sur l'analyse des consommations des différentes cohortes de clients pour les années 2010 à 2019, tel qu'indiqué à la [Décision D-2020-1141, paragraphe 35](#), ainsi qu'à la [pièce GI-2, document 2 \(R-4122-2020\)](#).

6.4 Relativement au paragraphe 65 de la référence (ii), veuillez indiquer les moyennes des cinq dernières années complètes de consommation utilisées pour prévoir les volumes des clients résidentiels et commerciaux au présent dossier.

Réponse 6.4 :

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 6.2 de la présente demande de renseignements.

6.5 Veuillez présenter les moyennes comparables pour :

- les quatre dernières années;
- les trois dernières années;
- les deux dernières années.

Réponse 6.5 :

Enbridge Gaz Québec présente dans le tableau ci-dessous les moyennes de consommation 4 ans, 3 ans et 2 ans, basées sur les volumes consommés en 2024 par les clients visés.

Secteurs	Volumes 2024 des clients raccordés entre 2019-2022 (Moyenne 4 ans)	Volumes 2024 des clients raccordés entre 2020-2022 (Moyenne 3 ans)	Volume 2024 des clients raccordés entre 2021-2022 (Moyenne 2 ans)
Volumes moyens - Commercial	19 302	20 115	20 227
Volumes moyens - Résidentiel avec chauffage	1 317	1 325	1 357
Volumes moyens - Résidentiel sans chauffage	416	397	360

6.6 Veuillez expliquer si, et le cas échéant, comment, la baisse de consommation moyenne observée ces dernières années affecte le résultat de la moyenne des cinq dernières années.

Réponse 6.6 :

Étant donné que EGQ utilise la dernière année réelle normalisée pour calculer les moyennes de consommation, soit l'année 2024 dans le cadre du présent dossier, elle tient compte de la tendance actuelle de consommation pour estimer les volumes des nouveaux clients. EGQ présente ci-dessous une comparaison des volumes utilisés pour les nouveaux clients entre le Plan de développement de la cause tarifaire 2025 et celui de 2026. Il est possible de constater une diminution des volumes moyens pour le secteur résidentiel entre les deux plans de développement, ce qui confirme que la baisse des volumes observée dans le secteur résidentiel au cours des dernières années est prise en compte dans l'analyse.

Secteurs	Volume 2023 des clients raccordés entre 2017-2021 (cause tarifaire 2025)	Volume 2024 des clients raccordés entre 2018-2022 (cause tarifaire 2026)	Écart
Volumes moyens - Commercial	23 741	25 079	1 338
Volumes moyens - Résidentiel avec chauffage	1 388	1 309	-79
Volumes moyens - Résidentiel sans chauffage	477	439	-8

ÉTUDE SUR LES TAUX D'AMORTISSEMENT

Question 7 :

Référence:

- (i) B-0016, p. 35 de 101
- (ii) B-0016, p. 11 de 101
- (iii) B-0016, p. 10 de 101
- (iv) B-0108, p. 2, réponse 1.1
- (v) B-0016, p. 12 de 101
- (vi) B-0016, p. 14 de 101
- (vii) B-0016, p. 14 de 101
- (viii) B-0016, p. 20 de 101
- (ix) B-0017, p. 20 de 101

Préambule :

(i)

« The future growth and retirement programs of the Enbridge Gaz Quebec system may be significantly different than the retirement patterns experienced in the past. While future retirements that are caused by physical forces of retirement such as wear and tear and changes in technology of the assets will continue, it is reasonable to anticipate that the utilization of large groups of assets may change due to the implementation of climate change legislation. Consistent with the potential change in the utilization of the assets, it could be assumed that large scale retirement of assets may be required in the periods between now and 2050. However, as noted above, the overall impact, if any, is unknown at this time. As such, Concentric has intentionally limited life extension estimates on long-lived asset groups instead of implementing an economic planning horizon. Concentric notes that future studies may require additional consideration of alternative depreciation procedures and energy transition mitigation strategies as more information becomes known. »

(ii)

« Concentric acknowledges that EGQ has developed a decarbonization plan aimed at progressively reducing GHG emissions from its network while maintaining the use of the majority of its existing gas infrastructure. This plan notably includes measures such as energy efficiency initiatives, the deployment of dual-energy systems that reduce natural gas consumption while preserving its use during peak periods, and the injection of renewable natural gas (RNG), which contributes to lowering GHG emissions while continuing to rely on distribution assets. »

(iii)

« In addition to Ontario Energy Board order, there has also been a recent decision from the California Public Utilities Commission rejecting the use of the Unit of Production method of depreciation and mandating the continued use of the ALG procedure. Concentric is aware of the Colorado Public Utilities Commission, which ordered the use of the ELG procedure, notwithstanding the fact that the applicant had proposed the ALG procedure in their depreciation study, however, there has not been a requirement to use an EPH in this jurisdiction. »

(v)

« The depreciation rates calculated in this study were calculated in a different manner than in the prior full depreciation study. In the previous study, the straight-line method and ALG Procedure were applied on a remaining life basis. In this study however, Concentric has recommended the use of the ELG procedure, applied on a remaining life basis.

When depreciation rates are calculated utilizing a remaining life technique, the depreciation rate is established by dividing the undepreciated value of each group of assets (after consideration to the net salvage requirements) by the composite remaining life of the group of assets. This calculation is made for each vintage surviving investment as of the date of the study (December 31, 2023), and then composited into a calculation for the account or group as a whole. This calculation requires two estimates:

1. The actual booked accumulated depreciation for each vintage within each account.

Enbridge Gaz Quebec does not track the booked accumulated depreciation reserve by vintage within each account. Rather the depreciation expense is calculated at an account level and booked to accumulated depreciation at the same account level. Concentric notes that this is the practice employed by virtually all regulated utilities. As such, the accumulated depreciation by account is allocated within the account to each vintage, on the basis of the calculated accumulated depreciation by vintage. The calculated accumulated depreciation is a function of the estimated survivor curve, the average service life estimate, the net salvage estimates and the achieved age of each vintage.

2. The estimated remaining life of each vintage with each account. The estimated remaining life of each vintage is a direct function of the achieved age of each vintage, the estimated survivor curve and the average service life estimate. »

(vi)

« The range of survivor characteristics usually experienced by utility and industrial properties is encompassed by a system of generalized survivor curves known as the Iowa type curves.

(...)

As such, the lower the Residual Measure the better the statistical fit between the analyzed Iowa curve and the observed data points. Concentric follows the widely used practice of fitting Iowa curves up to one percent of the maximum exposures. »

(vii)

« The service life and net salvage estimates used in the depreciation and amortization calculations were based on informed professional judgment which incorporated a review of management's plans, policies and outlook, a general knowledge of the gas utility industry, and comparisons of the service life and net salvage estimates from Concentric's studies of other gas utilities.

The procedure for estimating service lives consisted of compiling historical data for the plant accounts or depreciable groups, analyzing this history through the use of widely accepted techniques, and forecasting the survivor characteristics for each depreciable group on the basis of interpretations of the historical data and the probable future. The forecasting of a probable future included management and operational staff interviews. The

combination of the historical experience and the probable future yielded estimated survivor curves from which the average service lives were derived. »

(viii)

“The currently approved and proposed life parameter for this account is an Iowa 80-R3 which provides a fit to the observed data with a Residual Measure of 0.4888 as seen above and on page 6-6. EGQ staff indicated that there is still pipe in operation today with vintages dating back to the company’s origin. This speaks to the longevity of the assets in service within this account and is a large reason why Concentric does not recommend a change to the average service life at this time.

Discussions with Enbridge Gaz Quebec management and operations staff indicated that this account should have a retirement dispersion in the future that is similar to what has been experienced historically. Staff spoke to Concentric about how mains are typically replaced or relocated, and that it is quite rare that they would have to abandon long sections of mains pipe without any replacement work. A review of peer Canadian natural gas distribution utilities indicates a life of between 60 and 66 years, with a mean average service life recommendation of 65 years. Although this peer range places EGQ on the longer end of peers, Concentric has no reason to believe that there is an imminent”

Questions :

- 7.1 Relativement à la référence (i), quels types d’actifs sont susceptibles de présenter des coûts échoués à cause de la transition énergétique selon Concentric? Veuillez détailler votre réponse au niveau des types et des dimensions des conduites et, au besoin, selon un niveau de détail similaire pour les autres actifs.

Translation : With respect to reference (i), which types of assets are, according to Concentric, likely to give rise to stranded costs as a result of the energy transition? Please provide a detailed response at the level of asset types and pipe sizes and, where relevant, at a similar level of detail for other asset categories.

Réponse 7.1 :

Assets with longer life characteristics such as buried pipes will likely be more influenced by the probability of energy transition over the many decades for which they may be anticipated to survive into the future. A detailed analysis of the asset types, including pipe sizes, has not yet been completed for the EGQ assets. Analysis of this type is extremely time consuming, involving specific engineering and supply and demand studies. Furthermore, in Concentric’ experience, most natural gas utilities do not have detailed information, including pipe size and material, within their accounting systems. This information is critical to establish the manner in which the energy transition will impact each asset group. As such, these studies become costly and would be at a level of detail that is not yet considered to justify the impact of energy transition on depreciation calculations. Concentric considers that these

detailed studies may be required at some point in the future, and is aware of only one jurisdiction in Canada which has required this type of analysis. To the best of Concentric's knowledge, the results and report related to this analysis have not yet been filed in a public setting anywhere in Canada.

7.2 Relativement aux références (ii) et (iii), veuillez indiquer la place accordée par la Californie et le Colorado aux considérations relatives à des plans de décarbonation dans leur détermination du choix ou du rejet de la méthode ELG.

Translation: With respect to references (ii) and (iii), please indicate the extent to which decarbonization plans were taken into consideration by the State of California and the State of Colorado in their respective decisions to select or reject the use of the ELG depreciation method.

Réponse 7.2 :

The State of California did not consider the use of the ELG procedure in their decision related to Application 21-06-021. Instead, Pacific Gas and Electric (“PG&E”) requested the use of Units of Production, which is an accelerated depreciation procedure which generally results in depreciation expense higher than that of ELG in the circumstances of a utility such as PG&E. In issuing their decision, the California Commission stated:

“The Commission recognizes that PG&E’s arguments for reducing the risk of stranded costs and high gas rates in future years using the UoP depreciation method may have some merit. Further, the Commission appreciates PG&E’s serious attention to the decarbonization goals of the State and the need for changes to “business as usual.” However, we (sic) not convinced that the UoP approach is a solution ready for adoption in this GRC.” (Pages 658 to 659)

The State of Colorado stated:

“We conclude that the continued use of what can be viewed as a 57-year weighted average depreciation life on future capital plant investments is no longer reasonable given the uncertainty about the future trajectory of the gas utility business as reflected by the record in this Proceeding, including through the diverging views of the parties of that future trajectory. We are also unpersuaded by Public Service’s arguments that it is premature to examine depreciation expenses in this Proceeding as a result of the enactment of SB 21-264 and of other recent legislation that will require significant reductions in greenhouse gas emissions from the gas utility sector in Colorado. The record before us, as well as the rapidly evolving regulatory regime for gas utilities, require the Commission to consider some action in the present with respect to depreciation. Notably, SB 21-264 specifically recognizes that changes to gas utility depreciation schedules may be required to align a utility’s cost recovery with statewide policy goals of reducing greenhouse gas emissions while minimizing costs and risks. Considering changes to gas utility depreciation schedules in the instate rate

case, where costs, risks, and depreciation schedules are already at issue, is in line with the legislative directive in SB 21-264.

We further recognize that if we adopt higher depreciation rates, or other cause the COSS to cause the same effect as higher depreciation rates, customers will face increased rates in the near term as a result of the associated increase in revenue requirements. It is difficult to adopt such an approach when ratepayers are already facing the pancaking of rate increases and higher gas commodity costs. However, we are persuaded by Staff's suggestion that taking a directional step toward higher depreciation expenses is reasonable and gradualism is appropriate in this instance. Taking no action now causes there to be less opportunity to apply gradualism later.” (pages 50 and 51)

7.3 Relativement à la référence (iii), veuillez fournir les références aux décisions de la California Public Utilities Commission et de la Colorado Public Utilities Commission.

Translation : With respect to reference (iii), please provide the references to the decisions issued by the California Public Utilities Commission and the Colorado Public Utilities Commission.

Réponse 7.3 :

The Public Utilities Commission of California disallowed the Units of Production depreciation procedure in Application 21-06-021 in a decision issued on November 16, 2023. Depreciation is specifically discussed from pages 655 through 676.

The Public Utilities Commission of the State of Colorado required the use of the Equal Life Group depreciation procedure in decision C22-0642 released in relation to Proceeding 22AL-0046G. Depreciation is specifically discussed on pages 47 through 52.

7.4 Relativement à la référence (iv), veuillez ventiler l'impact de 1 873 922 M\$ entre les différents changements méthodologiques suivants:

- évaluation des valeurs résiduelles (Net salvage);
- passage de ALG à ELG;
- modification à la durée de vie (service life);
- troncature des courbes de survie (truncation cuts);
- autres.

Translation: With respect to reference (iv), please provide a breakdown of the \$1,873,922 impact among the following methodological changes:

- *evaluation of net salvage values;*
- *transition from the ALG to the ELG procedure;*
- *changes to service life;*
- *truncation of survivor curves (truncation cuts);*
- *other factors.*

Réponse 7.4 :

The amount of \$1,873,922 was calculated by multiplying the approved depreciation accrual rates by the total assets budgeted for 2026 and comparing it with the total amortization presented in the 2026 Rate Case, which was calculated using the current amortization rates. While this provides the total amount of depreciation expense being accrued in a given year, it is not an accurate representation of the total depreciation expense if the currently approved depreciation parameters and procedures were used to calculate the total depreciation expense. Inherent within all remaining life depreciation calculations is a true up between the calculated accumulated depreciation and the actual booked depreciation, which relies heavily upon the original cost balances by vintage. In order to be response to this request, Concentric calculated the total depreciation expense expected in a number of scenarios using original cost balances as at December 31, 2023.

Concentric notes that the total recommended depreciation expense included in the depreciation study was \$9,615,057. The use of truncation cuts has no impact on the depreciation calculations as it was only used in the selection of the average service life and Iowa curve estimates. There were no economic planning horizons or other truncations used in the final depreciation calculations.

Scenario One uses the currently approved depreciation parameters (i.e. average service life, Iowa curve, and net salvage ratio) with the ALG procedure to recalculate the accrual amount and depreciation rate using 2023 original cost balances. In this scenario the total depreciation expense is \$8,661,919, which is a difference of \$956,949 from the recommended depreciation expense.

In order to isolate the specific causes of the change in depreciation expense, Concentric ran depreciation scenarios changing a single set of parameters at a time. Scenario 2 isolates the change in the service life and Iowa curve by maintaining the currently recommended net salvage estimates and the use of ELG but using the previously approved average service life and Iowa curve estimates. The total depreciation expense for this scenario is \$9,742,375 which is an increase of \$123,507 from the currently recommended depreciation expense.

Scenario Three isolates the change in net salvage by using the previously approved net salvage with currently recommended average service life and Iowa curve estimates along with the ELG procedure to run the depreciation calculations. This

scenario results in a total depreciation expense of \$9,622,691, which is an increase in depreciation expense of \$3,823 from the currently recommended amount.

Scenario 4 isolates the change from ALG to ELG. This scenario uses the recommended average service life, Iowa curve, and net salvage estimates using the ALG procedure. The depreciation expense in this scenario is \$8,419,293, which represents a decrease of \$1,199,575 from the currently recommended accrual amount.

Based on the above, the impact of each depreciation change is as follows:

- changes to average service lives represent a decrease of \$123,507 in depreciation expense,
- net salvage changes represent a decrease of \$3,823 in depreciation expense
- transition from ALG to ELG procedure represents an increase of \$1,199,575
- the interrelationship between all factors represents an increase of \$115,296.

For the depreciation accrual schedules of each scenario, please see scenarios below:

- Scenario 1:

ENBRIDGE GAZ QUEBEC

TABLE 1 - ESTIMATED SURVIVOR CURVE, ORIGINAL COST, BOOK DEPRECIATION RESERVE AND CALCULATED ANNUAL DEPRECIATION ACCRUALS RELATED TO UTILITY PLANT AS OF DECEMBER 31, 2023
DEPRECIATION RELATED TO RECOVERY OF ORIGINAL COST OF INVESTMENT
ALG Procedure

Account Description	Survivor Curve	Net Salvage	Investment Percentage	Original Cost as of Dec. 31, 2023	Book Depreciation Reserve	Future Accruals	Calculated Annual Accrual Amount	Calculated Annual Accrual Rate	Composite Remaining Life
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
DEPRECIABLE PLANT STUDIED									
473 Services	53-R3.5	-125	35,36%	83 326 963	42 184 245	145 301 423	3 841 861	4,61%	38,75
475 Mains	80-R3	-90	55,20%	130 069 111	44 377 957	202 753 355	3 126 231	2,40%	65,05
477 Regulating Equipment	30-R4	-10	3,07%	7 244 706	2 979 538	4 989 639	253 332	3,50%	19,28
478 Meters	18-R0.5	0	2,96%	6 977 355	976 282	6 001 073	635 545	9,11%	11,54
482 Leasehold Improvements	20-SQ	0	0,71%	1 684 424	793 523	890 901	54 734	3,25%	12,30
483 Office Furniture and Equipment	15-SQ	0	0,13%	298 414	198 288	100 126	7 493	2,51%	8,09
484 Transportation Equipment	13-R4	0	1,20%	2 836 516	1 357 685	1 478 831	177 322	6,25%	7,16
485 Heavy Work Equipment	15-S3	0	0,12%	277 679	275 924	1 754	140	0,05%	4,19
486 Tools and Work Equipment	10-SQ	0	0,16%	379 344	205 677	173 667	36 392	9,59%	4,54
488 Communication Equipment	7-S4	0	0,21%	494 101	583 582	-89 481	0	0,00%	1,01
490 Computer Equipment	4-SQ	0	0,14%	333 432	285 832	47 600	13 600	4,08%	1,71
491 Other Intangible Assets - Acquired Software	4-SQ	0	0,24%	573 126	-11 483	584 609	361 180	63,02%	1,73
491,1 Other Intangible Assets - CIS	7-SQ	0	0,39%	911 036	840 176	70 860	130 148	14,29%	2,54
491,2 Other Intangible Assets - WAMS	10-SQ	0	0,10%	233 865	120 717	113 147	23 941	10,24%	4,77
TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED				235 640 071	95 167 943	362 417 503	8 661 919	3,68%	

Current Balances
Old Net Salvage
Old Service Lives
ALG

- Scenario 2:

ENBRIDGE GAZ QUEBEC

TABLE 1 - ESTIMATED SURVIVOR CURVE, ORIGINAL COST, BOOK DEPRECIATION RESERVE AND CALCULATED ANNUAL DEPRECIATION ACCRUALS RELATED TO UTILITY PLANT AS OF DECEMBER 31, 2023
DEPRECIATION RELATED TO RECOVERY OF ORIGINAL COST OF INVESTMENT
ELG Procedure

Account	Account Description	Survivor Curve	Net Salvage	Investment Percentage	Original Cost as of Dec. 31, 2023	Book Depreciation Reserve	Future Accruals	Calculated Annual Accrual Amount	Calculated Annual Accrual Rate	Composite Remaining Life
(1)		(2)	(3)	(4)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
DEPRECIABLE PLANT STUDIED										
473	Services	53-R3.5	-125	35,36%	83 326 963	42 184 245	145 301 423	4 265 013	5,12%	34,92
475	Mains	80-R3	-90	55,20%	130 069 111	44 377 957	202 753 355	3 597 689	2,77%	56,48
477	Regulating Equipment	30-R4	-15	3,07%	7 244 706	2 979 538	5 351 874	298 949	4,13%	17,97
478	Meters	18-R0.5	0	2,96%	6 977 355	976 282	6 001 073	792 467	11,36%	8,69
482	Leasehold Improvements	20-SQ	0	0,71%	1 684 424	793 523	890 901	54 734	3,25%	12,30
483	Office Furniture and Equipment	15-SQ	0	0,13%	298 414	198 288	100 126	7 493	2,51%	8,09
484	Transportation Equipment	13-R4	5	1,20%	2 836 516	1 357 685	1 337 005	160 616	5,66%	6,66
485	Heavy Work Equipment	15-S3	0	0,12%	277 679	275 924	1 754	153	0,06%	3,81
486	Tools and Work Equipment	10-SQ	0	0,16%	379 344	205 677	173 667	36 392	9,59%	4,54
488	Communication Equipment	7-S4	0	0,21%	494 101	583 582	-89 481	0	0,00%	0,97
490	Computer Equipment	4-SQ	0	0,14%	333 432	285 832	47 600	13 600	4,08%	1,71
491	Other Intangible Assets - Acquired Software	4-SQ	0	0,24%	573 126	-11 483	584 609	361 180	63,02%	1,73
491,1	Other Intangible Assets - CIS	7-SQ	0	0,39%	911 036	840 176	70 860	130 148	14,29%	2,54
491,2	Other Intangible Assets - WAMS	10-SQ	0	0,10%	233 865	120 717	113 147	23 941	10,24%	4,77
TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED					235 640 071	95 167 943	362 637 912	9 742 375	4,13%	

Current Balances
 Current Net Salvage
 Old Service Lives
 ELG

• Scenario 3:

ENBRIDGE GAZ QUEBEC

**TABLE 1 - ESTIMATED SURVIVOR CURVE, ORIGINAL COST, BOOK DEPRECIATION RESERVE AND CALCULATED ANNUAL DEPRECIATION ACCRUALS RELATED TO UTILITY PLANT AS OF DECEMBER 31, 2023
DEPRECIATION RELATED TO RECOVERY OF ORIGINAL COST OF INVESTMENT
ELG Procedure**

Account	Account Description	Survivor Curve	Net Salvage	Investment Percentage	Original Cost as of Dec. 31, 2023	Book Depreciation Reserve	Future Accruals	Calculated Annual Accrual Amount	Calculated Annual Accrual Rate	Composite Remaining Life
(1)		(2)	(3)	(4)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
DEPRECIABLE PLANT STUDIED										
473	Services	53-R3	-125	35,36%	83 326 963	42 184 245	145 301 423	4 327 447	5,19%	34,14
475	Mains	80-R3	-90	55,20%	130 069 111	44 377 957	202 753 355	3 597 689	2,77%	56,48
477	Regulating Equipment	35-R4	-10	3,07%	7 244 706	2 979 538	4 989 639	196 331	2,71%	24,08
478	Meters	18-R0,5	0	2,96%	6 977 355	976 282	6 001 073	792 467	11,36%	8,69
482	Leasehold Improvements	20-SQ	0	0,71%	1 684 424	793 523	890 901	54 734	3,25%	12,30
483	Office Furniture and Equipment	15-SQ	0	0,13%	298 414	198 288	100 126	7 493	2,51%	8,09
484	Transportation Equipment	13-R4	0	1,20%	2 836 516	1 357 685	1 478 831	198 382	6,99%	6,66
485	Heavy Work Equipment	17-S3	0	0,12%	277 679	275 924	1 754	131	0,05%	5,02
486	Tools and Work Equipment	10-SQ	0	0,16%	379 344	205 677	173 667	36 392	9,59%	4,54
488	Communication Equipment	11-S3	0	0,21%	494 101	583 582	-89 481	0	0,00%	2,98
490	Computer Equipment	4-SQ	0	0,14%	333 432	285 832	47 600	13 600	4,08%	1,71
491	Other Intangible Assets - Acquire	4-SQ	0	0,24%	573 126	-11 483	584 609	361 180	63,02%	1,73
491,1	Other Intangible Assets - CIS	10-SQ	0	0,39%	911 036	840 176	70 860	12 904	1,42%	2,54
491,2	Other Intangible Assets - WAMS	10-SQ	0	0,10%	233 865	120 717	113 147	23 941	10,24%	4,77
TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED					235 640 071	95 167 943	362 417 503	9 622 691	4,08%	

Current Balances
Old Net Salvage
Current Service Lives
ELG

• **Scenario 4 :**

ENBRIDGE GAZ QUEBEC

**TABLE 1 - ESTIMATED SURVIVOR CURVE, ORIGINAL COST, BOOK DEPRECIATION RESERVE AND CALCULATED ANNUAL DEPRECIATION ACCRUALS RELATED TO UTILITY PLANT AS OF DECEMBER 31, 2023
DEPRECIATION RELATED TO RECOVERY OF ORIGINAL COST OF INVESTMENT**

ALG Procedure

Account	Account Description	Survivor Curve	Net Salvage	Investment Percentage	Original Cost as of Dec. 31, 2023	Book Depreciation Reserve	Future Accruals	Calculated Annual Accrual Amount	Calculated Annual Accrual Rate	Composite Remaining Life
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	
DEPRECIABLE PLANT STUDIED										
473	Services	53-R3	-125	35,36%	83 326 963	42 184 245	145 301 423	3 786 512	4,54%	39,09
475	Mains	80-R3	-90	55,20%	130 069 111	44 377 957	202 753 355	3 126 231	2,40%	65,05
477	Regulating Equipment	35-R4	-15	3,07%	7 244 706	2 979 538	5 351 874	213 895	2,95%	24,08
478	Meters	18-R0.5	0	2,96%	6 977 355	976 282	6 001 073	635 545	9,11%	11,54
482	Leasehold Improvements	20-SQ	0	0,71%	1 684 424	793 523	890 901	54 734	3,25%	12,30
483	Office Furniture and Equipment	15-SQ	0	0,13%	298 414	198 288	100 126	7 493	2,51%	8,09
484	Transportation Equipment	13-R4	5	1,20%	2 836 516	1 357 685	1 337 005	146 745	5,17%	7,16
485	Heavy Work Equipment	17-S3	0	0,12%	277 679	275 924	1 754	121	0,04%	5,55
486	Tools and Work Equipment	10-SQ	0	0,16%	379 344	205 677	173 667	36 392	9,59%	4,54
488	Communication Equipment	11-S3	0	0,21%	494 101	583 582	-89 481	0	0,00%	3,27
490	Computer Equipment	4-SQ	0	0,14%	333 432	285 832	47 600	13 600	4,08%	1,71
491	Other Intangible Assets - Acquired	4-SQ	0	0,24%	573 126	-11 483	584 609	361 180	63,02%	1,73
491,1	Other Intangible Assets - CIS	10-SQ	0	0,39%	911 036	840 176	70 860	12 904	1,42%	2,54
491,2	Other Intangible Assets - WAMS	10-SQ	0	0,10%	233 865	120 717	113 147	23 941	10,24%	4,77
TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED					235 640 071	95 167 943	362 637 912	8 419 293	3,57%	

Current Balances
Current Net Salvage
Current Service Lives
ALG

7.5 Veuillez indiquer si l'impact du passage de ALG à ELG est dû au changement d'approche elle-même ou au changement de durée de vie dans certains sous-groupes d'actifs dans la méthode ELG?

Translation: Please indicate whether the impact associated with the transition from the ALG to the ELG procedure is attributable to the change in methodology itself or to changes in service life assumptions within certain asset subgroups under the ELG method.

Réponse 7.5 :

The service life recommended for each asset class is the same regardless of the depreciation procedure used. Concentric does not recommend any difference in depreciation parameters due to the change from ALG to ELG.

- 7.6 Relativement à la référence (v), veuillez expliquer comment la valeur historique des actifs est répartie entre les sous-groupes d'actifs dans le cadre du passage de la méthode ALG à la méthode ELG.

Translation : With respect to reference (v), please explain how the historical cost of assets is allocated among asset subgroups when transitioning from the ALG method to the ELG method.

Réponse 7.6 :

There is no difference in historical asset costs when using ALG versus ELG. Concentric did not make any revisions to the vintaged source data in running either ALG or ELG. However, the ELG calculations are dependent upon the expected retirement dispersion inherent within the recommended Iowa Curve. The source data underlying both depreciation procedures was not changed in any way.

- 7.7 Relativement à la référence (v), veuillez fournir un exemple de la détermination de la dépréciation accumulée calculée.

Translation: With respect to reference (v), please provide an example illustrating the determination of the calculated accumulated depreciation.

Réponse 7.7 :

The calculated accumulated depreciation is based on the widely accepted ELG calculations as published in Iowa State Bulletin 155 and are calculated within Concentric's proprietary software. The calculations cannot be re-created in Excel without a significant amount of modelling due to the need to develop individual calculations for each age interval separately within each vintage. Concentric considers these calculations to be proprietary in nature and declines to respond to this request.

- 7.8 Relativement à la référence (v), veuillez fournir un exemple de la détermination de la durée de vie résiduelle pour les actifs ayant excédé leur durée de vie utile initiale.

Translation: With respect to reference (v), please provide an example illustrating the determination of remaining service life for assets that have exceeded their originally estimated useful life.

Réponse 7.8 :

It is important to note that all assets utilizing an Iowa curve have both an average service life and a maximum service life. It is expected that all accounts will have some assets which remain in service for longer than the average age. To give an example, Account 475 – Mains has an average service life of 80 years and utilizes an R3 Iowa curve. It is expected that EGQ will have some assets that live longer than 80 years. The Iowa R3 gives an indication of the maximum life expected for assets within this account. The R3 curve shape has a maximum life of 169% of the average age. Consequently, for Account 475, it is anticipated that some assets will remain in service for up to 135 years while other assets are expected to retire before the average life of 80 years. The maximum lives of each Iowa curve can be found in Iowa State Bulletin 155. The ELG calculation estimates which percentage of a given vintage is expected to be retired each year according to the selected Iowa curve and calculates the average remaining life accordingly.

The above calculation is based on the widely accepted ELG calculations as published in Iowa State Bulletin 155 and is calculated within Concentric's proprietary software. The calculations cannot be re-created in Excel without a significant amount of modelling due to the need to develop individual calculations for each age interval separately within each vintage. Concentric considers these calculations to be proprietary in nature and declines to provide an example.

7.9 Relativement à la référence (v), veuillez fournir un exemple du calcul du taux de dépréciation.

Translation: With respect to reference (v), please provide an example illustrating the calculation of the depreciation rate.

Réponse 7.9 :

The depreciation rate is calculated for an account by the following methodology as summarized in Section 8 of Concentric's depreciation study. The surviving original cost of the group of assets ("the Account") is maintained at the installation year level. EGQ maintains their book accumulated depreciation amounts by account ("Book Reserve") and this book reserve is allocated to each of the installation years based off the calculated accumulated depreciation ("CAD") as detailed in reference (v). The surviving original cost is adjusted for the net salvage percentage by the formula : $X * (1-NS)$, with X being the surviving original cost. This allocated book reserve is subtracted from this adjusted surviving original cost for each specific installation year within the Account, leaving a future accrual amount. Based off the Iowa curve and average service life parameters selected, a remaining life is generated for each installation year. This future accrual amount is then divided by the remaining life to generate an annual accrual amount for that specific installation year.

The composite depreciation rate for an account is comprised of each installation year's annual accrual amounts summed and divided by the sum of each installation year's surviving original cost. For an illustrative example as seen on page 8-4 of Concentric's study:

Account 473 Services – 2023 Installation Year

Surviving Original Cost = 3,285,395

Survivor Curve: R3

Average Service Life: 53

Net Salvage = -125%

ELG Remaining Life = 44.53 years

Allocated Booked Amount (Book Reserve) for 2023 Installation Year based off \$42,184,245 total book reserve = \$63,194

Calculation of Adjusted Surviving Original Cost = $3,285,395 * (1 - (-1.25)) = 4,106,744$

Calculation of Future Accrual Amount = $4,106,744 - 63,194 = 7,328,945$

Calculation of Annual Accrual = $7,328,945 / 44.53 = 164,584$

This same calculation is performed at each installation year and summed to get a total annual accrual of \$4,327,553 which when divided by the total surviving original cost of \$83,326,963, results in a depreciation rate of 5.19%.

In order to be fully responsive to this request, Concentric has included the above example in the table below:

Réponses d'EGQ à la Demande de renseignements #2 de la FCEI

Enbridge Gaz Quebec

Account #: 473.00 - Services

CALCULATED ANNUAL ACCRUAL AND ACCRUED DEPRECIATION

ELG - Remaining Life

Survivor Curve: R3

ASL: 53

Net Salvage: -125%

BASED ON ORIGINAL COST AS OF December 31, 2023

Year	Original Cost	Calculated Accumulated Depreciation	Allocated Actual Booked Amount	Accumulated Depreciation Factor	Net Book Value	ELG Remaining Life	Annual Accrual	Average Age
1960	22 149,05	45 304	34 882	0,6999	14 954	6,35	2 355	63,5
1961	35 673,98	72 567	55 873	0,6961	24 394	6,63	3 679	62,5
1962	72 781,35	147 193	113 331	0,6921	50 427	6,92	7 287	61,5
1963	4 725,52	9 498	7 313	0,6878	3 319	7,22	460	60,5
1964	3 025,02	6 041	4 651	0,6834	2 155	7,54	286	59,5
1965	14 037,63	27 842	21 437	0,6787	10 148	7,86	1 291	58,5
1966	5 169,34	10 178	7 837	0,6738	3 795	8,21	462	57,5
1967	10 489,11	20 495	15 780	0,6686	7 820	8,56	914	56,5
1968	8 631,90	16 730	12 881	0,6632	6 541	8,93	732	55,5
1969	19 759,95	37 969	29 234	0,6575	15 226	9,32	1 634	54,5
1970	1 118,98	2 131	1 641	0,6517	877	9,72	90	53,5
1971	53 957,69	101 764	78 353	0,6454	43 052	10,13	4 250	52,5
1972	75 738,45	141 406	108 875	0,6389	61 537	10,56	5 827	51,5
1973	117 702,98	217 426	167 406	0,6321	97 426	11,01	8 849	50,5
1974	125 058,37	228 438	175 885	0,6251	105 497	11,47	9 198	49,5
1975	109 318,86	197 347	151 946	0,6178	94 021	11,95	7 868	48,5
1976	60 946,78	108 670	83 670	0,6101	53 460	12,44	4 297	47,5
1977	59 002,55	103 846	79 956	0,6023	52 800	12,95	4 077	46,5
1978	105 004,63	182 311	140 369	0,5941	95 891	13,46	7 124	45,5
1979	122 719,92	210 052	161 729	0,5857	114 391	14	8 171	44,5
1980	180 095,67	303 691	233 825	0,577	171 390	14,54	11 787	43,5
1981	249 205,32	413 718	318 540	0,5681	242 172	15,1	16 038	42,5
1982	419 354,79	684 925	527 355	0,5589	416 193	15,67	26 560	41,5
1983	412 492,71	662 337	509 963	0,5495	418 145	16,25	25 732	40,5
1984	595 792,49	939 799	723 594	0,5398	616 939	16,84	36 635	39,5
1985	377 727,12	584 872	450 319	0,5299	399 567	17,44	22 911	38,5
1986	309 346,73	469 811	361 729	0,5197	334 301	18,06	18 511	37,5
1987	299 924,12	446 398	343 702	0,5093	331 127	18,68	17 726	36,5
1988	458 704,18	668 498	514 707	0,4987	517 378	19,31	26 793	35,5
1989	593 399,79	846 005	651 378	0,4879	683 772	19,95	34 274	34,5
1990	1 202 211,25	1 675 141	1 289 767	0,4768	1 415 208	20,59	68 733	33,5
1991	1 462 139,78	1 989 166	1 531 549	0,4655	1 758 265	21,25	82 742	32,5
1992	1 535 849,81	2 037 913	1 569 082	0,4541	1 886 581	21,91	86 106	31,5
1993	1 698 177,50	2 195 290	1 690 253	0,4424	2 130 646	22,59	94 318	30,5
1994	1 378 674,73	1 734 327	1 335 337	0,4305	1 766 681	23,26	75 954	29,5
1995	1 372 882,37	1 678 492	1 292 347	0,4184	1 796 638	23,95	75 016	28,5
1996	1 599 986,89	1 898 628	1 461 840	0,4061	2 138 131	24,64	86 775	27,5
1997	1 865 871,11	2 145 968	1 652 278	0,3936	2 545 932	25,34	100 471	26,5
1998	1 650 792,24	1 837 312	1 414 630	0,3809	2 299 653	26,05	88 278	25,5
1999	2 103 590,80	2 261 976	1 741 598	0,368	2 991 481	26,77	111 748	24,5
2000	1 531 383,89	1 588 102	1 222 752	0,3549	2 222 862	27,49	80 861	23,5
2001	1 596 897,12	1 594 069	1 227 346	0,3416	2 365 673	28,21	83 859	22,5
2002	1 860 022,89	1 783 532	1 373 222	0,3281	2 811 829	28,95	97 127	21,5
2003	2 358 806,59	2 167 717	1 669 024	0,3145	3 638 291	29,69	122 543	20,5
2004	559 365,21	491 445	378 386	0,3006	880 186	30,44	28 915	19,5
2005	1 694 399,76	1 419 311	1 092 792	0,2866	2 719 608	31,19	87 195	18,5
2006	1 876 707,42	1 494 262	1 150 500	0,2725	3 072 092	31,95	96 153	17,5
2007	2 149 903,23	1 621 628	1 248 565	0,2581	3 588 717	32,72	109 680	16,5
2008	1 811 598,59	1 289 616	992 934	0,2436	3 083 163	33,49	92 062	15,5
2009	1 911 222,80	1 278 582	984 438	0,2289	3 315 813	34,27	96 756	14,5
2010	1 959 750,69	1 226 124	944 048	0,2141	3 465 391	35,05	98 870	13,5
2011	1 847 868,00	1 075 235	827 872	0,1991	3 329 831	35,83	92 934	12,5
2012	2 250 438,76	1 210 006	931 638	0,184	4 131 849	36,62	112 830	11,5
2013	2 094 135,53	1 032 526	794 989	0,1687	3 916 816	37,42	104 672	10,5
2014	2 937 474,89	1 316 080	1 013 310	0,1533	5 596 009	38,21	146 454	9,5
2015	2 791 868,20	1 124 033	865 444	0,1378	5 416 260	39	138 878	8,5
2016	2 914 633,32	1 039 939	800 696	0,1221	5 757 229	39,8	144 654	7,5
2017	3 966 072,95	1 231 911	948 504	0,1063	7 975 160	40,58	196 529	6,5
2018	3 311 603,29	874 437	673 269	0,0904	6 777 839	41,37	163 835	5,5
2019	3 693 776,99	801 984	617 484	0,0743	7 693 514	42,13	182 614	4,5
2020	3 676 208,41	624 211	480 608	0,0581	7 790 861	42,88	181 690	3,5
2021	5 978 032,11	729 716	561 841	0,0418	12 888 731	43,58	295 749	2,5
2022	4 476 165,97	330 608	254 550	0,0253	9 816 823	44,19	222 150	1,5
2023	3 285 395,26	82 076	63 194	0,0085	7 328 945	44,53	164 584	0,5
	83 326 963,33	54 788 625,00	42 184 245		145 301 422		4 327 553,87	

Composite Annual Accrual Rate

5,19

Original : 2026-02-10

7.10 Pour chaque catégorie d'actif et chaque sous-groupe de durée de vie égal (ELG), veuillez indiquer la durée de vie résiduelle considérée selon la méthode ALG et la durée de vie résiduelle considérée selon la méthode ELG. Veuillez également indiquer la valeur nette des actifs dans chaque groupe.

Translation: For each asset category and each Equal Life Group (ELG), please indicate the remaining service life considered under the ALG method; the remaining service life considered under the ELG method; and the net book value of the assets included in each group.

Réponse 7.10 :

Please see the table below for the comparison of the composite remaining lives for each account between the ALG and ELG procedures, as well as the remaining netbook value of the assets in each account, which is the same in both procedures.

ALG Procedure				ELG Procedure			
Account	Account Description	Future Accruals / Net Book Value Adjusted for Net Salvage	Composite Remaining Life	Account	Account Description	Future Accruals / Net Book Value Adjusted for Net Salvage	Composite Remaining Life
473	Services	145 301 423	39,09	473	Services	145 301 423	34,14
475	Mains	202 753 355	65,05	475	Mains	202 753 355	56,48
477	Regulating Equipment	5 351 874	24,08	477	Regulating Equipment	5 351 874	22,43
478	Meters	6 001 073	11,54	478	Meters	6 001 073	8,69
482	Leasehold Improvements	890 901	12,30	482	Leasehold Improvements	890 901	12,30
483	Office Furniture and Equipment	100 126	8,09	483	Office Furniture and Equipment	100 126	8,09
484	Transportation Equipment	1 337 005	7,16	484	Transportation Equipment	1 337 005	6,66
485	Heavy Work Equipment	1 754	5,55	485	Heavy Work Equipment	1 754	5,02
486	Tools and Work Equipment	173 667	4,54	486	Tools and Work Equipment	173 667	4,54
488	Communication Equipment	-89 481	3,27	488	Communication Equipment	-89 481	2,98
490	Computer Equipment	47 600	1,71	490	Computer Equipment	47 600	1,71
491	Other Intangible Assets - Acquired Software	584 609	1,73	491	Other Intangible Assets - Software	584 609	1,73

					Acquired Software		
491,1	Other Intangible Assets - CIS	70 860	2,54	491,1	Other Intangible Assets - CIS	70 860	2,54
491,2	Other Intangible Assets - WAMS	113 147	4,77	491,2	Other Intangible Assets - WAMS	113 147	4,77
TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED				TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED			
		362 637 912				362 637 912	
CONTRIBUTIONS**				CONTRIBUTIONS**			
473	Services	-234 994	39,09	473	Services	-234 994	34,14
475	Mains	289 651	65,05	475	Mains	289 651	56,48
477	Regulating Equipment	-46 092	24,08	477	Regulating Equipment	-46 092	22,43
TOTAL CONTRIBUTIONS		8 565		TOTAL CONTRIBUTIONS		8 565	

7.11 Relativement à la référence (vi), veuillez indiquer et justifier les changements apportés à la durée de vie (service life) et à la valeur résiduelle (net salvage) depuis la dernière étude des taux d'amortissement.

Translation: With respect to reference (vi), please identify and justify the changes made to service life and net salvage estimates since the previous depreciation rate study.

Réponse 7.11 :

The following changes to service lives and net salvage estimates were made since the previous study:

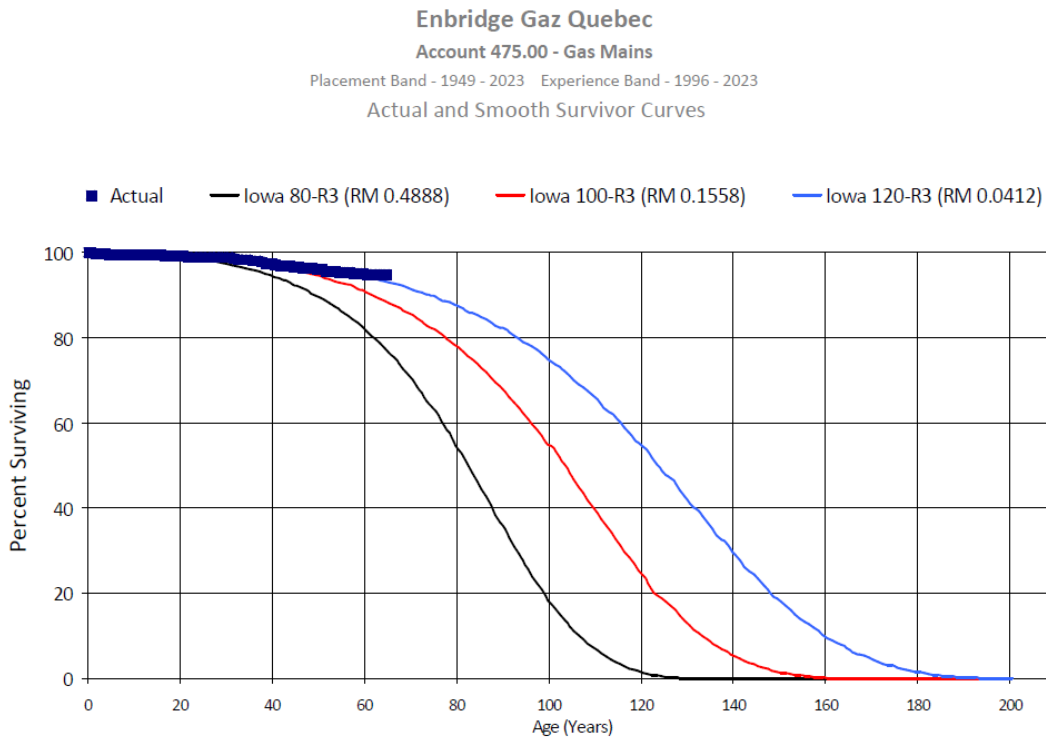
- **473 Services – Life changed from 53-R3.5 to 53-R3. This change was made to better fit the historical data through age 45.**
- **477 Regulating Equipment – Life changed from 30-R4 to 35-R4 and net salvage changed from -10 to -15 percent. The change from 30 to 35 years was made based on conversations with operations and management personnel, who indicated that the previously approved 30 year life was shorter than their expectations. This was verified through the peer review, which indicated a range of 35 to 45 years was reasonable. The net salvage increase was recommended due to the historical data, which indicates a net salvage of 53 percent is required. The peer review suggests a range of -5 to negative 30 percent is reasonable. Based on both the historical data and the peer review, Concentric recommends an increase in the net salvage to -15%.**
- **484 Transportation Equipment – Net Salvage changed from 0 percent to 5 percent. This was due to the expectation that transportation equipment will have some salvage value at retirement. As there has been a change in process in the manner in which salvage is recorded for this account, Concentric recommends the adoption of positive salvage at this time.**

- **485 Heavy Work Equipment – Life changed from 15-S3 to 17-S3. This change is due to the fit to historical data. While the historical data is limited for this account, the retirements that have been recorded indicate that a life extension is warranted at this time.**
- **488 Communication Equipment – Life changed from 7-S4 to 11-S3. This change is due to the fit to the historical data.**
- **491.1 – Other Intangible Assets – CIS – Life changed from 7-SQ to 10-SQ based on the professional judgement of Concentric.**

7.12 Eu égard au compte 475 (viii), veuillez ajouter au graphique les courbes Iowa 100-R3 et 120-R3. Veuillez présenter la somme du carré des écarts (Residual measure) pour chacune ces trois courbes.

Translation: With respect to Account 475 (reference viii), please add the Iowa 100-R3 and 120-R3 curves to the graph. Please also present the sum of squared deviations (residual measure) for each of the three curves.

Réponse 7.12 :



Enbridge Gaz Quebec**Account 475.00 - Gas Mains**

Placement Band - 1949 - 2023 Experience Band - 1996 - 2023

RETIREMENT RATE ANALYSIS

Age at Begin of Interval	Exposures at Beginning of Age Interval	Retirements During Age Interval	Retmt Ratio	Survivor Ratio	% Surviving
0	131,181,690	24,900	0.00019	0.99981	100.00
0.5	124,756,809	144,180	0.00116	0.99884	99.98
1.5	118,007,283	10,763	0.00009	0.99991	99.86
2.5	98,442,470	209,554	0.00213	0.99787	99.85
3.5	93,254,994	34,579	0.00037	0.99963	99.64
4.5	89,462,889	25,728	0.00029	0.99971	99.60
5.5	84,396,518	21,382	0.00025	0.99975	99.57
6.5	78,192,454	26,277	0.00034	0.99966	99.55
7.5	75,158,357	2,271	0.00003	0.99997	99.52
8.5	72,178,601	34	0.00000	1.00000	99.52
9.5	69,720,395	34,526	0.00050	0.99950	99.52
10.5	67,600,246	13,826	0.00020	0.99980	99.47
11.5	64,951,995	17,033	0.00026	0.99974	99.45
12.5	59,813,640	4,020	0.00007	0.99993	99.42
13.5	57,297,469	2,829	0.00005	0.99995	99.41
14.5	55,729,296	20,727	0.00037	0.99963	99.41
15.5	53,464,790	17,840	0.00033	0.99967	99.37
16.5	51,252,879	2,494	0.00005	0.99995	99.34
17.5	49,010,960	12,015	0.00025	0.99975	99.34
18.5	47,280,430	36,271	0.00077	0.99923	99.32
19.5	46,615,243	11,720	0.00025	0.99975	99.24
20.5	43,817,285	47,853	0.00109	0.99891	99.22
21.5	41,686,270	9,521	0.00023	0.99977	99.11
22.5	40,308,810	14,019	0.00035	0.99965	99.09
23.5	38,965,611	2,624	0.00007	0.99993	99.06
24.5	35,864,793	13,064	0.00036	0.99964	99.05
25.5	35,006,075	7,434	0.00021	0.99979	99.01
26.5	28,188,262	4,543	0.00016	0.99984	98.99

Enbridge Gaz Quebec

Account 475.00 - Gas Mains

Placement Band - 1949 - 2023 Experience Band - 1996 - 2023

27.5	27,104,628	1,334	0.00005	0.99995	98.97
28.5	19,299,654	9,153	0.00047	0.99953	98.97
29.5	17,881,503	11,148	0.00062	0.99938	98.92
30.5	16,658,570	18,159	0.00109	0.99891	98.86
31.5	15,152,238	34,320	0.00227	0.99773	98.75
32.5	13,894,715	15,577	0.00112	0.99888	98.53
33.5	12,430,726	1,113	0.00009	0.99991	98.42
34.5	12,049,608	25,775	0.00214	0.99786	98.41
35.5	11,480,036	6,111	0.00053	0.99947	98.20
36.5	11,097,570	28,803	0.00260	0.99740	98.15
37.5	10,665,863	50,974	0.00478	0.99522	97.89
38.5	9,868,480	3,510	0.00036	0.99964	97.42
39.5	8,219,319	14,568	0.00177	0.99823	97.38
40.5	7,435,311	11,423	0.00154	0.99846	97.21
41.5	6,476,317	3,534	0.00055	0.99945	97.06
42.5	6,236,601	832	0.00013	0.99987	97.01
43.5	6,150,269	22,978	0.00374	0.99626	97.00
44.5	6,024,938	3,855	0.00064	0.99936	96.64
45.5	5,944,294	9,137	0.00154	0.99846	96.58
46.5	5,871,511	2,882	0.00049	0.99951	96.43
47.5	5,767,228	2,711	0.00047	0.99953	96.38
48.5	5,580,117	4,258	0.00076	0.99924	96.33
49.5	5,301,138	4,462	0.00084	0.99916	96.26
50.5	4,936,929	20,309	0.00411	0.99589	96.18
51.5	4,327,532	3,319	0.00077	0.99923	95.78
52.5	4,279,362	3,540	0.00083	0.99917	95.71
53.5	4,219,030	4,064	0.00096	0.99904	95.63
54.5	4,181,938	7,757	0.00185	0.99815	95.54
55.5	4,117,827	785	0.00019	0.99981	95.36
56.5	4,051,663	7,811	0.00193	0.99807	95.34
57.5	3,967,860	1,277	0.00032	0.99968	95.16

Enbridge Gaz Quebec

Account 475.00 - Gas Mains

Placement Band - 1949 - 2023 Experience Band - 1996 - 2023

58.5	3,922,310	0	0.00000	1.00000	95.13
59.5	3,896,855	5,073	0.00130	0.99870	95.13
60.5	3,848,022	0	0.00000	1.00000	95.01
61.5	3,313,804	0	0.00000	1.00000	95.01
62.5	3,016,516	0	0.00000	1.00000	95.01
63.5	2,802,727	0	0.00000	1.00000	95.01
64.5	0	0	0.00000	0.00000	95.01
Totals:		1,112,579			

7.13 Veuillez indiquer l'impact de l'utilisation de l'une ou l'autre de ces courbes sur la dépense d'amortissement.

Translation: Please indicate the impact on depreciation expense of using each of these survivor curves.

Réponse 7.13 :

- **Impact on the filed depreciation expense using the Iowa 100-R3 curve**

Account	Account Description	Survivor Curve	Net Salvage	Investment Percentage	Original Cost as of Dec. 31, 2023	Book Depreciation Reserve	Future Accruals	Calculated Annual Accrual Amount	Calculated Annual Accrual Rate	Composite Remaining Life
(1)		(2)	(3)	(4)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
DEPRECIABLE PLANT STUDIED										
473	Services	53-R3	-125	35,36%	83 326 963	42 184 245	145 301 423	4 327 447	5,19%	34,14
475	Mains	100-R3	-90	55,20%	130 069 111	44 377 957	202 753 355	2 736 189	2,10%	73,50
477	Regulating Equipment	35-R4	-15	3,07%	7 244 706	2 979 538	5 351 874	230 274	3,18%	22,43
478	Meters	18-R0.5	0	2,96%	6 977 355	976 282	6 001 073	792 467	11,36%	8,69
482	Leasehold Improvements	20-SQ	0	0,71%	1 684 424	793 523	890 901	54 734	3,25% *	12,30
483	Office Furniture and Equipment	15-SQ	0	0,13%	298 414	198 288	100 126	7 493	2,51% *	8,09
484	Transportation Equipment	13-R4	5	1,20%	2 836 516	1 357 685	1 337 005	160 616	5,66%	6,66
485	Heavy Work Equipment	17-S3	0	0,12%	277 679	275 924	1 754	131	0,05%	5,02
486	Tools and Work Equipment	10-SQ	0	0,16%	379 344	205 677	173 667	36 392	9,59% *	4,54
488	Communication Equipment	11-S3	0	0,21%	494 101	583 582	-89 481	0	0,00%	2,98
490	Computer Equipment	4-SQ	0	0,14%	333 432	285 832	47 600	13 600	4,08% *	1,71
491	Other Intangible Assets - Acquired Software	4-SQ	0	0,24%	573 126	-11 483	584 609	361 180	63,02% *	1,73
491.1	Other Intangible Assets - CIS	10-SQ	0	0,39%	911 036	840 176	70 860	12 904	1,42% *	2,54
491.2	Other Intangible Assets - WAMS	10-SQ	0	0,10%	233 865	120 717	113 147	23 941	10,24% *	4,77
TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED					235 640 071	95 167 943	362 637 912	8 757 368	3,72%	
CONTRIBUTIONS**										
473	Services	53-SQ	0		-838 811	-603 817	-234 994	-6 884	0,82%	34,14
475	Mains	100-SQ	0		-3 092 266	-3 381 917	289 651	3 941	-0,13%	73,50
477	Regulating Equipment	35-SQ	0		-179 153	-133 061	-46 092	-2 055	1,15%	22,43
TOTAL CONTRIBUTIONS					-4 110 230	-4 118 795	8 565	-4 998	0,12%	
TOTAL PLANT					231 529 841	91 049 149	362 646 477	8 752 370	3,78%	
Accounts with an italicized percentage are written in detail in Section 3 of the Depreciation Study										
* Amortization Accounting Utilized for these accounts										
** Contributions are amortized over the life of the account to which the contributions apply										

• Impact on the filed depreciation expense using the Iowa 120-R3

Account	Account Description	Survivor Curve	Net Salvage	Investment Percentage	Original Cost as of Dec. 31, 2023	Book Depreciation Reserve	Future Accruals	Calculated Annual Accrual Amount	Calculated Annual Accrual Rate	Composite Remaining Life
(1)		(2)	(3)	(4)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
DEPRECIABLE PLANT STUDIED										
473	Services	53-R3	-125	35,36%	83 326 963	42 184 245	145 301 423	4 327 447	5,19%	34,14
475	Mains	120-R3	-90	55,20%	130 069 111	44 377 957	202 753 355	2 214 472	1,70%	90,56
477	Regulating Equipment	35-R4	-15	3,07%	7 244 706	2 979 538	5 351 874	230 274	3,18%	22,43
478	Meters	18-R0.5	0	2,96%	6 977 355	976 282	6 001 073	792 467	11,36%	8,69
482	Leasehold Improvements	20-SQ	0	0,71%	1 684 424	793 523	890 901	54 734	3,25% *	12,30
483	Office Furniture and Equipment	15-SQ	0	0,13%	298 414	198 288	100 126	7 493	2,51% *	8,09
484	Transportation Equipment	13-R4	5	1,20%	2 836 516	1 357 685	1 337 005	160 616	5,66%	6,66
485	Heavy Work Equipment	17-S3	0	0,12%	277 679	275 924	1 754	131	0,05%	5,02
486	Tools and Work Equipment	10-SQ	0	0,16%	379 344	205 677	173 667	36 392	9,59% *	4,54
488	Communication Equipment	11-S3	0	0,21%	494 101	583 582	-89 481	0	0,00%	2,98
490	Computer Equipment	4-SQ	0	0,14%	333 432	285 832	47 600	13 600	4,08% *	1,71
491	Other Intangible Assets - Acquired Software	4-SQ	0	0,24%	573 126	-11 483	584 609	361 180	63,02% *	1,73
491.1	Other Intangible Assets - CIS	10-SQ	0	0,39%	911 036	840 176	70 860	12 904	1,42% *	2,54
491.2	Other Intangible Assets - WAMS	10-SQ	0	0,10%	233 865	120 717	113 147	23 941	10,24% *	4,77
TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED					235 640 071	95 167 943	362 637 912	8 235 651	3,50%	
CONTRIBUTIONS**										
473	Services	53-SQ	0		-838 811	-603 817	-234 994	-6 884	0,82%	34,14
475	Mains	80-SQ	0		-3 092 266	-3 381 917	289 651	3 198	-0,10%	90,56
477	Regulating Equipment	35-SQ	0		-179 153	-133 061	-46 092	-2 055	1,15%	22,43
TOTAL CONTRIBUTIONS					-4 110 230	-4 118 795	8 565	-5 741	0,14%	
TOTAL PLANT					231 529 841	91 049 149	362 646 477	8 229 910	3,55%	
Accounts with an italicized percentage are written in detail in Section 3 of the Depreciation Study										
* Amortization Accounting Utilized for these accounts										
** Contributions are amortized over the life of the account to which the contributions apply										

- 7.14 Eu égard au compte 475 (viii), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que la courbe de survie basée sur la « Placement Band » et la courbe basée sur la « Experience Band » sont identiques.

Translation: With respect to Account 475 (reference viii), please confirm the FCEI understanding that the survivor curve based on the “Placement Band” and the curve based on the “Experience Band” are identical.

Réponse 7.14 :

Concentric recommends the Iowa 80-R3 for Account 475. Actuarial Analysis requires the use of both a placement band and an experience band in order to properly consider the historical data. The actuarial analysis for Account 475 utilized the Placement Band 1949 – 2023 and Experience Band 1996 – 2023.

- 7.15 Eu égard au compte 475 (viii), comment expliquez-vous le décrochage entre la courbe de survie et les observations réelles à partir de la trentième année ?

Translation: With respect to Account 475 (reference viii), how do you explain the divergence between the survivor curve and the observed data beginning at approximately year 30?

Réponse 7.15 :

Account 475 has a total exposure value of \$131,181,690 and has recorded only \$1,112,579 in retirements. As such, the percent surviving never drops below 95%. Depreciation texts indicate that mathematical and visual fitting to historical data is less reliable for stub curves that end before 70% surviving, and that the most important part of the Iowa curve to fit to is the section from 80% to 20% surviving.

“Often the middle section of the curve (that section ranging from approximately 80% to 20% surviving) is given more weighting than the first and last sections. This middle section is relatively straight and is the portion of the curve that often best characterizes the survivor curve”⁸

AND

“This experiment was performed by Cowles (1957), who concluded that reasonably good fits were obtained for stub curves that ended at a point as high as 70% surviving. Longer stub curves (i.e., those with 40% or less surviving) were fit with a high degree of accuracy.”⁹

⁸ Wolf and Fitch, Depreciation Systems, pp. 46 to 47

⁹ Ibid, 49

As there have not yet been sufficient retirements to reach the 80% surviving point, limited weighting was placed on the historical retirement dispersion pattern.

- 7.16 Eu égard au compte 475 (viii), veuillez indiquer l'âge moyen et la durée de vie résiduelle considérée pour le sous-groupe le plus âgé. Veuillez commenter le réalisme de cette durée de vie résiduelle à la lumière du graphique.

Translation: With respect to Account 475 (reference viii), please indicate the average age and the remaining service life assumed for the oldest subgroup.

Please comment on the realism of this remaining service life in light of the graphical evidence.

Réponse 7.16 :

The oldest vintage for Account 475 was installed in 1959 and had an average age of 64.5 years at the time of the depreciation study was completed. This vintage had an average remaining life of 22.6 years at the date of the depreciation study. This would indicate that the assets in service in December 2023 within this vintage will be removed from service at approximately 86 years of age on average. As the assets within this vintage are expected to survive substantially longer than the average service life of peer Canadian natural gas utilities, Concentric considers the currently approved 80-year life to be reasonable. As noted in the response to 7.15 above, the limited historical retirement experience was given less weighting in the selection of the average service life estimate for this account.

- 7.17 Eu égard au compte 475 (viii), veuillez indiquer si la même courbe de survie est utilisée pour tous les actifs de ce compte indépendamment du calibre des conduites et du type de matériaux.

Translation: With respect to Account 475 (reference viii), please indicate whether the same survivor curve is applied to all assets included in this account irrespective of pipe diameter and material type.

Réponse 7.17 :

Yes. All assets within Account 475 use the same depreciation parameters, regardless of the pipe diameter and material type.

- 7.18 Eu égard au compte 473 (ix), comment expliquez-vous le décrochage entre les courbes de survie et les observations réelles à partir de la cinquantième année ?

Translation: With respect to Account 473 (reference ix), how do you explain the divergence between the survivor curves and the observed data beginning at approximately year 50?

Réponse 7.18 :

As is common in the depreciation field, Concentric places significantly less weighting on data points at the end of the survivor curve. Concentric follows the industry norm of relying less on data where the exposures fall below one percent of total exposures at age zero. In the circumstances of Account 473, the exposures at age zero total \$86,347,798 resulting in the one percent mark being reached at age 46.5. By age 50.5, the exposures equal \$356,925 or 0.4% of the total exposures. Due to the small dollar value of assets that have historically lived until 50.5 when compared to the total amount invested in this account, the data after age 46.5 is considered less reliable. As such, while the recommended Iowa 53-R3 diverges from the historical data after approximately age 50, the excellent visual fit through age 45 is considered more relevant to the selection of the average service life estimate.

STRATÉGIE D'INTÉGRITÉ**Question 8 :****Référence:**

- (i) B-0014, p. 4
- (ii) B-0014, p. 7
- (iii) B-0014, p. 8
- (iv) B-0014, p. 9
- (v) B-0014, p. 13
- (vi) B-0108, p. 9

Préambule :

(i)

« EGQ a recruté une ressource dédiée à la mise en place d'une version du Programme d'Enbridge Gas adaptée à son réseau, tel que plus amplement expliqué à la section « Méthodologie ». Cette démarche marque un virage vers une approche proactive où les actions et les projets futurs en matière d'intégrité seront planifiés en fonction d'une identification rigoureuse des risques à prioriser. Cette nouvelle façon de faire permettra non seulement d'optimiser les ressources en temps et en argent, mais aussi d'assurer un équilibre entre les risques, les coûts et la performance du réseau d'EGQ. »

(ii)

« Cela dit, même si la stratégie est adaptée à la réalité d'EGQ, les fondements du Programme d'Enbridge Gas ont été appliqués dans leur intégralité, incluant l'outil de modélisation et les processus de catégorisation des risques afin d'établir les priorités d'intervention. »

(iii)

« À l'instar d'Enbridge Gas, EGQ prévoit réaliser annuellement le Bilan afin d'obtenir une vue actualisée de l'état de l'ensemble des actifs de son réseau de distribution. Cette étape, préalable et essentielle à l'application de la Stratégie d'intégrité, permettra d'ajuster de manière éclairée les priorités d'intervention, le cas échéant. Le processus de Bilan est présentement en cours, EGQ ayant rassemblé l'information nécessaire à la modélisation. »

(iv)

« Suivant une analyse des actifs du réseau d'EGQ ainsi que des fondements du Programme d'Enbridge Gas, des éléments de risque ont été identifiés et catégorisés en fonction de la réalité du réseau de distribution d'EGQ. Les éléments suivants représentent des exemples d'enjeux retenus, se trouvant sur le réseau de distribution d'EGQ. D'ailleurs, des mesures correctives sont présentement en cours de développement pour ces éléments.

(v)

« De manière exceptionnelle et étant au début de la mise en oeuvre de la Stratégie d'intégrité, EGQ ne présentera pas de plan pour l'année 2026, mais plutôt un budget total. En effet, le distributeur désire avoir un délai supplémentaire pour bien identifier les interventions à prioriser, d'autant plus que le Bilan est présentement en cours de réalisation, ainsi que pour élaborer un plan pluriannuel précis et complet. Conséquemment, EGQ demande à la Régie de prendre acte que, pour l'année tarifaire 2026, un budget d'environ 600 000 \$ a été prévu. »

(vi)

« Par ailleurs, l'absence d'une stratégie d'intégrité structurée et de l'intégration complète des outils et processus prévus à cette fin, dont la mise en oeuvre est requise afin de se conformer aux pratiques de gestion de l'intégrité établies par Enbridge Gas, limite la capacité d'EGQ à prioriser les interventions en fonction de critères objectifs tels que le niveau de risque, la nature critique des actifs ou l'impact potentiel sur la sécurité et la performance du réseau. Cette situation peut mener à une allocation sous-optimale des ressources et influencer les délais de priorisation des interventions visant les enjeux les plus critiques. »

Questions :

8.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer notre compréhension que, selon EGQ, l'approche qu'elle propose entraîne des économies financières à terme. Le cas échéant, veuillez indiquer s'il existe des analyses globales démontrant de tels résultats chez Enbridge Gas. Le cas échéant, veuillez produire ses analyses.

Réponse 8.1 :

EGQ confirme que l'approche proposée dans le cadre de sa Stratégie d'intégrité est susceptible d'entraîner des économies financières à moyen et long terme, des gains d'efficacité et une meilleure maîtrise des coûts, notamment par une allocation plus optimale des ressources et une réduction des interventions réactives, urgentes et non planifiées, qui sont généralement plus coûteuses d'un point de vue opérationnel et financier.

À ce stade, EGQ ne dispose toutefois pas d'analyses globales chiffrées produites par Enbridge Gas démontrant de manière formelle et agrégée les économies financières découlant de la mise en œuvre de son Programme de gestion de l'intégrité.

Cela étant dit, tel qu'expliqué à la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements no 2 de la Régie, l'expérience opérationnelle d'Enbridge Gas et les exemples concrets d'interventions planifiées comparativement à des interventions d'urgence illustrent les bénéfices économiques associés à une approche proactive fondée sur l'analyse des risques, sans qu'il soit possible, à ce stade, d'en établir une quantification globale.

8.2 Veuillez présenter un exemple de Bilan tel que réalisé chez Enbridge Gas.

Réponse 8.2 :

L'exemple de Bilan de santé réalisé chez Enbridge Gas auquel il est fait référence constitue un document interne de nature opérationnelle, propre aux activités d'Enbridge Gas en Ontario. Ce document contient des informations sensibles relatives aux actifs, n'est pas public et ne peut donc pas être déposé au dossier. EGQ demeure toutefois disponible pour fournir, dans la mesure du possible, toutes informations de nature générale concernant la démarche ou les principes méthodologiques utilisés, lesquels sont présentés de manière synthétisée à la pièce EGQ-8 du présent dossier.

8.3 Relativement à la référence (ii), veuillez clarifier quand et à quoi « les fondements du Programme d'Enbridge Gas ont été appliqués dans leur intégralité, incluant l'outil de modélisation et les processus de catégorisation des risques afin d'établir les priorités d'intervention. » Veuillez réconcilier cette affirmation avec le fait que le Bilan soit en cours de réalisation (iii).

Réponse 8.3 :

Les fondements du Programme d'Enbridge Gas ont été appliqués dans leur intégralité au moment où EGQ a adopté le cadre méthodologique du Programme,

incluant l'outil de modélisation et les processus de catégorisation et de priorisation des interventions, tel que décrit à la pièce EGQ-8 du présent dossier.

Toutefois, le Bilan de santé des actifs demeure en cours de réalisation puisqu'il constitue une étape essentielle permettant d'alimenter ces outils avec les données propres au réseau d'EGQ. Bien que les fondements méthodologiques du Programme soient pleinement appliqués, leur déploiement opérationnel s'effectue de manière progressive et demeure tributaire de l'avancement du Bilan.

8.4 Considérant que le Bilan est une étape préalable et essentielle à la Stratégie d'intégrité, veuillez indiquer comment les éléments de risques dont il est fait mention à la référence (iv) ont été identifiés et en quoi l'analyse effectuée diffère du Bilan.

Réponse 8.4 :

Les éléments de risque mentionnés à la référence (iv) ont été identifiés dans le cadre d'une démarche préliminaire visant à permettre à EGQ d'amorcer sa transition vers une approche proactive de gestion de l'intégrité. Cette analyse préliminaire visait à cibler certains enjeux connus du réseau d'EGQ afin de permettre l'élaboration et, le cas échéant, le déploiement de premières mesures correctives, et ce, en amont de la finalisation du Bilan de santé des actifs.

En effet, EGQ a jugé essentiel de débiter dès maintenant l'analyse des enjeux connus de son réseau afin d'assurer la pérennité et la sécurité de celui-ci en adoptant une gestion plus rigoureuse des actifs. Cette détermination préliminaire, fondée sur l'expertise interne et sur les principes du Programme d'Enbridge Gas, diffère du Bilan en ce qu'elle ne repose pas encore sur la modélisation complète et systématique de l'ensemble des actifs ni sur une évaluation probabiliste détaillée des défaillances et de leurs conséquences. Toutefois, elle permet à EGQ d'être proactive et, le cas échéant, d'initier plus rapidement la mise en œuvre de mesures correctives.

8.5 Veuillez commenter la possibilité d'attendre que le premier Bilan soit complété avant d'aller de l'avant avec la Stratégie.

Réponse 8.5 :

Bien que le Bilan de santé des actifs constitue une étape préalable et essentielle à l'application complète de la Stratégie d'intégrité, EGQ considère qu'il ne serait ni opportun ni prudent d'attendre la finalisation du premier Bilan avant d'aller de l'avant avec la mise en œuvre progressive de la Stratégie.

En effet, certains enjeux d'intégrité du réseau d'EGQ sont déjà connus et documentés. Reporter l'application de la Stratégie jusqu'à la complétion du Bilan aurait pour effet de retarder la mise en place de mesures préventives et correctives visant à réduire des risques identifiés, ce qui irait à l'encontre des objectifs de sécurité, de pérennité, de fiabilité et de gestion proactive de l'intégrité du réseau.

La démarche retenue par EGQ consiste plutôt à déployer la Stratégie d'intégrité de manière progressive, en s'appuyant dans un premier temps sur une analyse préliminaire des risques afin d'initier certaines actions ciblées, tout en poursuivant parallèlement la réalisation du Bilan. Les résultats de ce dernier permettront par la suite d'affiner, de prioriser et d'ajuster les interventions de façon intégrée et systématique.

8.6 Relativement à la référence (vi), veuillez présenter la liste complète des critères considérés par la stratégie et indiquer comment ces critères interagissent pour conduire à la sélection et à la priorisation des interventions.

Réponse 8.6 :

EGQ applique la méthodologie d'évaluation des risques développée par Enbridge Gas afin de prioriser les interventions d'intégrité sur son réseau de distribution. Cette méthodologie repose sur l'utilisation d'une matrice de risque structurée, qui combine de manière intégrée la probabilité de défaillance des actifs et les conséquences potentielles associées à une telle défaillance.

Les critères considérés par la stratégie se regroupent notamment en deux grandes catégories :

- 1. La probabilité de défaillance est déterminée à partir d'analyses techniques et de données historiques, incluant notamment l'âge des actifs, leurs caractéristiques matérielles, les conditions d'exploitation observées, ainsi que les facteurs de dégradation connus.**
- 2. Les conséquences associées à une défaillance tiennent compte de plusieurs dimensions, parmi lesquelles figurent notamment les impacts potentiels sur la sécurité du public, la sécurité des employés, l'environnement, la continuité du service et les impacts économiques.**

Chaque combinaison de probabilités de défaillances et de conséquences est positionnée dans la matrice de risque d'Enbridge Gas, ce qui permet d'obtenir un niveau de risque global pour chaque actif ou segment d'actif. Ce niveau de risque sert

ensuite de base objective et cohérente afin de déterminer l'ordre de priorisation des interventions, en veillant à cibler en priorité les situations présentant les risques les plus élevés.

L'application de cette matrice assure ainsi une approche cohérente, structurée et objective de la priorisation des interventions d'intégrité, alignée sur les pratiques de gestion des risques éprouvées d'Enbridge Gas, tout en soutenant une planification proactive des interventions d'intégrité au réseau d'EGQ.