

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-4287-2024 – Phase 2

**ÉNERGIR – DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C. À
COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2025**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ
(« ACIG »)**

Montréal, le 19 juin 2025

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ (« ACIG »)
RELATIVE À L'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C. À
COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2025**

**APPROVISIONNEMENT DE GSR ET SOCIALISATION DES
VOLUMES DE GSR INVENDUS**

1. **Références :** (i) Énergir-H, Document 6, pièce [B-0160](#), p. 1 ;
(ii) R-4257-2024, Énergir-H, Document 6, pièce [B-0126](#), p. 1 ;
(iii) Énergir-Q, Document 1, pièce [B-0140](#), p. 5, l. 7 à 12 ;
(iv) R-4008-2017, Gaz-Métro 5, Document 3, pièce [B-0573](#), p. 74, l. 7 à 18.

Préambule :

- (i) Tableau intitulé « **Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR – 2026 à 2029** »
- (ii) « Tableau intitulé « **Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR – 2025 à 2028** »
- (iii) « *Le prix des frais de socialisation du GSR comporte les trois composantes décrites ci-après :*

1. *Le coût du CFR-surcoût GSR invendu, qui correspond à la formule ci-dessous, et qui représente le coût associé à des unités invendues de GSR qui devrait être socialisé pour atteindre le seuil fixé au Règlement. Un intérêt au taux moyen du capital pondéré en vigueur (CMPC) a été appliqué pour la Cause tarifaire 2025-2026 :*

*Volumes GSR invendu * (Tarif GSR – Tarif gaz de réseau – Tarif SPEDE) »*

- (iv) « **8.2 Calcul du surcoût**

Dans l'éventualité où le coût associé à des unités invendues de GNR devrait être socialisé (figure 1, case 4), Énergir procéderait de la façon suivante :

[...]

- *Tel qu'expliqué à la section 6.5 sur la durée de vie du GNR, le caractère renouvelable associé aux molécules de GNR invendues serait toujours reconnu. Énergir pourrait donc déclarer ces volumes de GNR dans le*

cadre de sa « Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère ». De ce fait, les volumes de GNR transférés vers l'inventaire de gaz de réseau seraient réputés émissifs en considérant le facteur d'émission du GNR. »

(Note en bas de page omise)

Demandes :

- 1.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez élaborer sur l'évolution de la demande volontaire.
- 1.2 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez élaborer sur les actions qu'entreprend Énergir pour relancer cette demande volontaire.
- 1.3 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez élaborer sur l'impact tarifaire des volumes de GSR qui seront socialisés à la clientèle.
 - 1.3.1. Alors que l'ensemble des volumes de GSR socialisés le sont présentement au gaz de réseau, veuillez indiquer si Énergir pourrait attribuer des volumes de GSR invendus à des clients en achat direct, en proportion de leurs volumes consommés.
 - 1.3.2. En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG qu'Énergir conserve le caractère renouvelable du GSR socialisé.
 - 1.3.3. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que les industriels consommant du gaz naturel en achat direct n'ayant pas atteint le seuil fixé au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* paient les frais de socialisation des unités de GSR invendues, mais ne peuvent déclarer le caractère renouvelable du GSR et n'ont pas accès aux crédits SPEDE, contrairement à la clientèle en gaz de réseau d'Énergir.
 - 1.3.4. Étant donné que les clients industriels d'Énergir ne peuvent actuellement faire reconnaître, aux fins de conformité au SPEDE, les réductions d'émissions associées aux unités de GSR dont les coûts sont socialisés, veuillez élaborer si Énergir serait ouverte au transfert des crédits de SPEDE associés aux unités de GSR socialisées aux émetteurs assujettis au SPEDE en achat direct afin de leur permettre de respecter leurs obligations réglementaires ? Si oui, veuillez détailler la méthode qui pourrait être mise en place pour assurer un tel transfert.
 - 1.3.5. Afin de réduire l'impact tarifaire de la socialisation des volumes de GSR invendus, veuillez indiquer si Énergir serait prête à revoir l'actuelle méthodologie de socialisation. Veuillez élaborer sur les pistes de solution.

CLIENTS AU TARIF D₅ ESTIMÉS INCAPABLES DE S'INTERROMPRE

2. Références :
- (i) Énergir-H, Document 3, pièce [B-0051](#), p. 18, l. 1 à 11 ;
 - (ii) R-4257-2024, N.S., contre-interrogatoire du panel 2, pièce [A-0033](#), p. 111, l. 2 à 18 ;
 - (iii) R-4257-2024, Énergir-S, Document 1 révisé, pièce [B-0219](#), p. 62, art. 14.4.2.7 ;
 - (iv) R-4257-2024, Énergir-T, Document 2, pièce [B-0116](#), p. 3, Q. 1.2, l. 8 à 12 ;
 - (v) R-4257-2024, Énergir-U, Document 1, pièce [B-0190](#), p. 1, Tableau 1 ;
 - (vi) R-4287-2024, Énergir-T, Document 1, pièce [B-0162](#), p. 24 et 25, Q. 7.2 ;
 - (vii) R-4257-2024, Énergir-T, Document 1, pièce [B-0115](#), p. 9, l. 1 à 4, et 10, l. 1 à 5, Q. 6.1 ;
 - (viii) R-4213-2022 Phase 2, [D-2023-116](#), p. 24 à 28, par. 80 à 92 ;
 - (ix) R-4257-2024, [D-2024-113](#), p. 23, par. 47 et 48.

Préambule :

- (i) « Comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de ces clients du calcul de la demande continue mettant à risque la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, en se basant sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de l'hiver 2022-2023, Énergir a inclus les clients qu'elle a estimé incapables de s'interrompre dans la demande du service continu du scénario de base du présent plan d'approvisionnement. Ceci permet d'assurer que leur consommation soit couverte lors d'une journée de pointe éventuelle. Énergir a obtenu l'approbation de la Régie pour inclure la consommation desdits clients au besoin de la journée de pointe. Dans un contexte où le dossier sur la refonte du tarif interruptible est en cours, et en l'absence d'indication contraire, Énergir inclut dans le besoin de pointe total la capacité nécessaire pour couvrir les retraits interdits potentiels des clients au service interruptible. »

(Notes en bas de page omises)

- (ii) « R. Ça revient à ça, mais comme on avait expliqué l'an passé aussi lors des audiences, dans le fond, on a remarqué cette journée-là le trois (3) février qu'il y avait des clients qui, pour de multiples raisons, là, que vous avez sorti la pièce ... l'explication qu'on avait donnée en audience, n'ont pas été capables de s'interrompre cette journée-là, qui représentaient à peu près quarante pour cent (40 %) du volume interruptible à cette occasion et dans le fond, dans le Plan d'approvisionnement on veut se prémunir contre une nouvelle occurrence de ça. Et la meilleure information qu'on a sur une estimation de quel pourcentage de la clientèle pourrait ne pas être en mesure de s'interrompre dans une journée très froid, bien on ... c'est le... l'échantillon qu'on a du trois (3) février là, sur lequel on se base. »

(iii) « **14.4.2.7 Clients considérés incapables de s'interrompre**

[...]

Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients considérés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire selon les critères prévus à l'article 14.4.1.

Tout retrait de gaz naturel effectué lors des journées où le client aurait normalement été interrompu sera facturé au plus élevé du prix moyen du gaz d'appoint pour éviter une interruption ou du prix de la fourniture et du transport du distributeur. [...] »

(iv) « 1.2 En lien avec la référence (iii), veuillez indiquer le nombre de clients qui y [référence à l'article 14.4.2.7] ont été assujettis au cours de l'hiver 2023-2024 en ventilant selon le ou les critères qui n'ont pas été rencontrés.

Réponse :

Pour l'hiver 2023-2024, huit client ont été assujettis :

- *Équipement non fonctionnel temporairement ou bris : 5*
- *Aucune alternative disponible (hormis GAI) : 1*
- *Capacité d'interruption trop courte : 1*
- *Aucun plan d'action visant l'arrêt ou la réduction de la consommation : 1 »*

(v) Document intitulé « **Réponse à la demande formulée par la Régie au panel 2 au sujet du tarif interruptible** », où se retrouve le Tableau 1 « **Contrats au tarif D₅ ne répondant pas aux critères d'interruption** »

(vi) Tableau Q-7.2 où Énergir présente la clientèle incapable de s'interrompre.

(vii) « 6.1 Veuillez préciser le nombre de clients interruptibles et les volumes inclus dans la prévision de la demande du service continu pour l'année 2024-2025. Veuillez également préciser l'impact sur la demande continue en journée de pointe, les outils d'approvisionnement en transport et les coûts du plan d'approvisionnement pour 2024-2025.

Réponse :

Énergir a inclus la consommation équivalente de 22 clients interruptibles dans la prévision de la demande continue en journée de pointe, représentant la capacité à risque de ne pas s'interrompre en journée de pointe, ce qui a eu pour effet d'augmenter la demande continue de 83,7 103m³ et la demande en journée de point de 21,6 TJ/j.

Sans l'ajout de ces 21,6 TJ/j à la demande de pointe, il ne serait pas nécessaire de conclure les achats des outils de pointe comme prévu actuellement au plan d'approvisionnement 2025-2028 et un excès de 17,4 TJ/j serait disponible pour la revente.

À titre indicatif, pour l'hiver 2025, Énergir estime la valeur de revente de 17,4 TJ/j de capacité de transport à environ 3,5 M\$. »

(viii) « **6.1.2 Ajout de l'article 14.4.2.7 aux CST**

[...]

[83] La mesure proposée permettra donc de générer des revenus, afin de couvrir les coûts des outils exceptionnellement prévus pour desservir ces clients. [...]

[85] De plus, Énergir souligne que la mesure tarifaire proposée se veut temporaire, dans l'attente d'analyses additionnelles menant le plus rapidement possible à une solution davantage pérenne au problème posé par les clients au tarif D₅ estimés incapables de s'interrompre. [...]

[88] Sur le plan tarifaire, Énergir explique sa proposition lui permet d'aller chercher les revenus additionnels auprès de cette clientèle qui va bénéficier de cette capacité afin que ce soient les bons clients qui paient les coûts qui sont associés. [...]

(ix) « [47] Une consultation menée à l'été 2024 a permis à Énergir de confirmer le statut de cinq clients comme étant considérés incapables de s'interrompre, selon les critères actuellement prévus à l'article 14.4.4.7 des CST. Toutefois, elle considère que les autres clients au tarif interruptible ne sont pas à l'abri de problèmes ponctuels comme ceux vécus par 14 clients sur 22 à l'hiver 2023.

[48] Ainsi, Énergir est d'avis que la prise en compte, dans la demande du service continu des volumes équivalent à ceux des 22 clients considérés incapables de s'interrompre pour l'hiver 2023 est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs. De plus, elle soumet que le contexte actuel est similaire à celui ayant mené à l'approbation par la Régie de la prise en compte de ces volumes dans la demande au service continu pour l'année tarifaire 2023-2024. »

Demandes :

- 2.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que ce sont les volumes basés sur une consommation historique du 3 février 2023 qui sont inclus dans la demande du service continu et non les clients qui ne répondent pas aux critères de l'article 14.4.1 des CST d'Énergir.
- 2.2 En lien avec la référence (iii), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que seuls les clients assujettis à l'article 14.4.2.7 doivent s'acquitter de frais supplémentaires pour couvrir les coûts liés aux outils réservés.
- 2.3 En lien avec les références (iv), (v) et (vi), veuillez indiquer le nombre de clients qui ont été assujettis à l'article 14.4.2.7 au cours de l'hiver 2024-2025 en ventilant selon le ou les critères qui n'ont pas été rencontrés.

- 2.4 En lien avec la référence (vi), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG, qu'en vertu de l'article 14.4.7, les trois clients dont le contrat de distribution au tarif D₅ vient à échéance le 30 novembre 2025 ne pourront pas prolonger ce même contrat pour l'hiver 2025-2026 sans un changement à leur capacité d'interruption.
- 2.5 En lien avec la référence (vii) et (ix), veuillez indiquer les revenus tirés des clients assujettis à l'article 14.4.2.7 au courant des hivers 2023-2024 et 2024-2025, ainsi que la valeur des capacités de transport réservées par Énergir pour la consommation équivalente des 22 clients interruptibles du 3 février 2023.
- 2.6 En lien avec la référence (viii), veuillez préciser si les revenus générés permettent de couvrir les coûts engendrés par cette mesure.
- 2.7 En lien avec la référence (viii), veuillez élaborer sur l'état de la réflexion de la solution pérenne au problème posé par les clients au tarif D₅ estimés incapables de s'interrompre et le moment où cette solution pérenne sera déposée devant la Régie.
- 2.8 En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur l'expression « *en l'absence d'indication contraire* » et sa signification dans le contexte de la phrase où elle est mentionnée.
- 2.9 En lien avec la référence (ix), Énergir mentionnait lors de la cause tarifaire 2024-2025 un contexte actuel similaire que lors de la cause tarifaire 2023-2024. Veuillez préciser si le même contexte prévaut et veuillez décrire les facteurs déterminants de ce contexte.

ÉVOLUTION DES DÉPENSES D'EXPLOITATION

3. **Références :** (i) Énergir-N, Document 8, pièce [B-0130](#), p. 3, l. 4 à 22 ;
(ii) Énergir-N, Document 8, pièce [B-0130](#), p. 4, l. 6 à 10 ;
(iii) R-4018-2017 Phase 2, GM-N, Document 20, pièce [B-0112](#), p. 1 à 15 ;
(iv) R-4018-2017 Phase 2, GM-N, Document 11, pièce [B-0104](#), p. 6 à 8.

Préambule :

- (i) « *Au cours de cette période d'allègement, Énergir a travaillé activement à mettre en place une structure de gouvernance axée sur l'optimisation et l'amélioration continue des pratiques de l'entreprise. Énergir souligne que cette initiative a permis d'ajuster de 3,1 M\$ à la baisse le point de départ des dépenses d'exploitation lors de la reconduction de la formule paramétrique au dossier tarifaire 2022-2023.*

À la lumière du niveau de dépenses d'exploitation soumises ci-dessous, il est aussi possible de constater que cette initiative a porté fruit. En effet, si Énergir

avait utilisé la formule pour établir ses dépenses d'exploitation pour le présent dossier tarifaire, celles-ci auraient été établies à 265,9 M\$, alors que la proposition actuelle est à un niveau inférieur, soit 261,9 M\$. Cet écart provient principalement d'une hausse anticipée des avantages sociaux futurs qui, au moment de calculer la formule, aurait été appliquée au-delà des paramètres d'indexation. Malgré ce coût additionnel d'avantages sociaux, Énergir soumet au présent dossier des dépenses d'exploitation dont la hausse est inférieure à l'inflation observée depuis le dernier dépôt détaillé. En effet, la variation observée entre les dépenses réelles de l'exercice financier 2018-2019 et celles soumises ci-dessous est équivalente à une hausse de 3,0 % par année, ce qui est inférieur à l'inflation observée pour la même période (3,1 % en moyenne d'inflation réelle et anticipée d'ici le 30 septembre 2026. »

(Notes en bas de page omises)

- (ii) « *Considérant que les budgets de dépenses d'exploitation des dernières années étaient déterminés à l'aide d'une formule paramétrique, leur répartition détaillée par secteur n'est pas disponible. Conséquemment, la comparabilité avec les données ne pourra s'effectuer qu'avec celles réalisées au cours des premiers mois de l'année tarifaire 2024-2025 et celles déjà présentées aux rapports annuels. »*
- (iii) Document intitulé « *DÉPENSES D'OPÉRATION ET PLAN DE MAIN-D'ŒUVRE POUR LES EXERCICES CLOS LES 30 SEPTEMBRE 2018 ET 2019 – INFORMATIONS PAR SECTEUR (000 \$)* »
- (iv) Trois tableaux, « *Tableau sur l'évolution des dépenses d'exploitation pour les années financières closes le 30 septembre* », « *Tableau sur l'évolution des dépenses d'exploitation/volume (en dollars constants)* » et « *Tableau sur l'évolution des dépenses d'exploitation/client (en dollars constants)* »

Demandes :

- 3.1 En lien avec la référence (i), veuillez détailler et quantifier chacune des différentes actions prises par Énergir pour réduire ses dépenses d'exploitation.
- 3.2 En lien avec la référence (i), veuillez préciser si le résultat de 265,9 M\$ intègre l'ajustement à la baisse de 3,1 M\$ du point de départ des dépenses d'exploitation lors du dossier tarifaire 2022-2023.
 - 3.2.1. En cas de réponse positive, veuillez fournir le résultat de la formule paramétrique pour l'année tarifaire 2025-2026 sans aucun ajustement depuis 2018-2019.
- 3.3 En lien avec la référence (i), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que la proposition actuelle d'Énergir (261,9 M\$) est équivalente à une hausse de 3,0 % par année depuis 2018-2019 et que le résultat de la formule paramétrique (265,9 M\$) occasionnerait une hausse supérieure.

- 3.3.1. En cas de réponse positive, veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que la formule paramétrique a fourni une évolution des dépenses d'exploitation supérieure à l'inflation observée.
- 3.4 En lien avec les références (ii) et (iii), considérant les nombreux changements aux secteurs et l'absence de budget comparable, veuillez fournir davantage d'informations afin de permettre de mieux analyser l'évolution du budget d'exploitation au cours des dernières années.
- 3.5 Veuillez confirmer qu'Énergir détient l'information relative à ses budgets historiques et qu'il y a une importante asymétrie d'information envers les intervenants de la Régie à ce sujet.
- 3.6 En lien avec la référence (iv), veuillez compléter ces trois tableaux avec les nouvelles données disponibles à ce jour.

RECONDUCTION DU MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT ET DU MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS

4. **Références :** (i) **Énergir-G, Document 4, pièce [B-0081](#), p. 6, l. 13 à 17 ;**
(ii) **Énergir-G, Document 4, pièce [B-0081](#), p. 8, l. 13 à 18 ;**
(iii) **R-4287-2024 Phase 1, [D-2025-043](#), p. 9, par. 21 à 23.**

Préambule :

- (i) *« Ainsi, Énergir présente ci-après un balisage effectué à l'égard des modes de partage des écarts de rendement, lequel a été appliqué aux exercices terminés en 2024 pour des entités canadiennes comparables. Sans tenir compte du contexte réglementaire de chacune des entreprises ci-après, Énergir constate que son mode de partage demeure, encore aujourd'hui, parmi les plus contraignants des distributeurs gaziers canadiens. »*
- (ii) *« Cependant, dans les circonstances où le cadre réglementaire d'Énergir sera visé par des propositions de changement lors de la Cause tarifaire 2026-2027, il apparaît opportun de ne reconduire le mécanisme de partage des écarts de rendement ainsi que le mécanisme de découplage des revenus que pour l'exercice 2025-2026. Cela permettra de les examiner à nouveau lors de l'exercice suivant, à la lumière des changements proposés, et d'en évaluer la pertinence. »*
- (iii) **« [21] Pour ces motifs, la Régie reconduit le taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir ordinaire présumé pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-2027.**

[22] Par ailleurs, la Régie estime qu'une approche dynamique à l'établissement du taux de rendement, permettant une révision périodique de celui-ci afin qu'il

puisse être adapté aux réalités du marché et à l'évolution des grands paramètres économiques, pourrait être à propos. La Régie est d'avis qu'une telle approche, basée sur une formule paramétrique par exemple, pourrait favoriser l'efficacité réglementaire.

[23] Ainsi, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2026-2027, une mise à jour du complément de preuve déposé comme pièce B-0016 au présent dossier. Elle lui demande également de commenter l'opportunité d'établir, pour les années subséquentes, un modèle paramétrique pour l'établissement d'un taux de rendement sur les capitaux propres. »

Demandes :

- 4.1 En lien avec la référence (i), veuillez préciser si la Régie doit tenir compte du contexte réglementaire pour établir le mode de partage des écarts de rendement d'Énergir.
 - 4.1.1. En lien avec la référence (i), veuillez préciser l'interprétation que l'on doit donner à l'expression utilisée par Énergir « *Sans tenir compte du contexte réglementaire de chacune des entreprises ci-après* ». Quelles sont les distinctions qui sont nécessaires pour faire une comparaison adéquate des modes de partage des distributeurs gaziers comparables ?
- 4.2 En lien avec la référence (ii), veuillez élaborer sur les propositions de changement qui seront déposées lors de la cause tarifaire 2026-2027.
- 4.3 En lien avec les références (ii) et (iii), veuillez commenter sur le fait que la période de reconduction du taux de rendement et du mode de partage des écarts de rendement seraient différentes. Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients.
- 4.4 En lien avec les références (ii) et (iii), veuillez préciser si l'implantation d'un modèle paramétrique pour l'établissement d'un taux de rendement sur les capitaux propres pourrait avoir un impact sur le rendement généré par Énergir.
 - 4.4.1. Veuillez préciser si ce modèle pourrait avoir un impact sur l'amplitude des écarts de rendement soumis au mode de partage.
- 4.5 Selon Énergir, serait-il avantageux de revoir le mode de partage des écarts de rendement avant de décider de l'opportunité de mettre en place un modèle paramétrique pour l'établissement d'un taux de rendement sur les capitaux propres. Veuillez élaborer.

MODIFICATION DU CALCUL DU PRIX DU GSR

5. Références : (i) Énergir-Q, Document 11, pièce [B-0150](#), p. 5, Tableau 1 ;
(ii) Énergir-Q, Document 11, pièce [B-0150](#), p. 6, l. 8 à 14.

Préambule :

- (i) Tableau 1, « *Historique du CFR d'écart de prix cumulatif GSR* », où Énergir présente l'évolution des soldes à récupérer de ce CFR.
- (ii) « *Pour la composante 3 associée au surcoût du GSR invendu, la même incohérence s'observe sur les volumes utilisés au dénominateur. Effectivement, le solde du surcoût du GSR invendu au-delà du seuil est récupéré au moment de l'achat du GSR, alors que la formule de la composante utilise les volumes de vente de GSR prévus à la cause tarifaire. Ainsi, malgré le fait que le surcoût du GSR invendu soit nul depuis son origine, Énergir propose d'utiliser comme nouveau dénominateur le total des volumes d'achats GSR au lieu du total des volumes de vente GSR prévus à la cause tarifaire.* »

Demands :

- 5.1 En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur les facteurs derrière l'évolution du solde du CFR d'écart de prix cumulatif GSR.
 - 5.1.1. Veuillez préciser quels sont les facteurs qui pourront influencer à la hausse ou à la baisse ce CFR lors des prochaines années.
- 5.2 En lien avec la référence (ii), veuillez préciser si ce changement pourrait faire porter à la clientèle non-volontaire des coûts qui ne sont pas liés au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* en cas de socialisation.

ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉQUILIBRAGE

6. Référence : (i) Énergir-Q, Document 1, pièce [B-0140](#), p. 8, l. 1 à 8.

Préambule :

- (i) *« La méthode utilisée pour calculer le taux d'équilibrage moyen au tarif D_1 a été révisée afin de mieux représenter le profil des clients. En effet, les consommations mensuelles de chaque client au tarif D_1 ont été extraites pour calculer les paramètres A et P individuels. La moyenne de ces paramètres a servi à calculer le taux moyen d'équilibrage du tarif D_1 . Dans les causes tarifaires précédentes, une extrapolation des profils de consommation du tarif D_1 personnalisé était utilisée pour calculer le taux moyen d'équilibrage. La nouvelle méthode ne requiert plus d'extrapolation étant donné que l'ensemble des clients au tarif D_1 sont utilisés pour calculer le taux moyen d'équilibrage. »*

Demands :

- 6.1 En lien avec la référence (i), veuillez expliquer pourquoi il est nécessaire de mieux représenter le profil des clients au tarif D_1 ,
- 6.1.1. Veuillez préciser quels étaient les manquements avec l'ancienne méthodologie.
- 6.1.2. Veuillez élaborer sur les avantages de recourir à cette nouvelle méthodologie.
- 6.2 En lien avec la référence (i), veuillez indiquer s'il y a un gain ou une perte tarifaire lié au changement de la méthodologie pour le reste de la clientèle.
- 6.3 En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur les raisons qui empêchaient d'effectuer ce changement dans le passé et les circonstances qui ont amené ce changement dans le présent dossier.
- 6.4 En lien avec la référence (i), veuillez fournir les analyses effectuées pour comparer la nouvelle méthodologie à l'ancienne méthodologie ou tout autre document supportant ce changement.

ALLONGEMENT DE LA PÉRIODE D'AMORTISSEMENT DES AIDES FINANCIÈRES DU PGEÉ

7. Références :
- (i) R-3584-2005, HQD-3, Document 2, pièce [B-1](#), p. 5, l. 22 et 23 et p. 6, l. 1 à 6 ;
 - (ii) R-3584-2005, HQD-3, Document 2, pièce [B-1](#), p. 7, Tableau 1.1 ;
 - (iii) R-3584-2005, [D-2006-56](#), p. 10 ;
 - (iv) R-4270-2024 Phase 3, HQD-2, Document 2.2, pièce [B-0114](#), p. 19, Tableau 12 ;
 - (v) R-4270-2024 Phase 3, HQD-4, Document 1, pièce [B-0031](#), p. 10, l. 1 à 11 ;
 - (vi) R-3987-2016 Phase 2, [D-2017-094](#), p. 40, par. 75 à 77 et p. 41, par. 81 ;
 - (vii) R-4287-2024 Phase 2, Énergir-K, Document 4, pièce [B-0099](#), p. 3, l. 10 à 15 ;
 - (viii) R-4287-2024 Phase 2, Énergir-K, Document 4, pièce [B-0099](#), p. 4, l. 11 à 20 ;
 - (ix) R-4287-2024 Phase 2, Énergir-K, Document 4, pièce [B-0099](#), p. 6, l. 4 à 8 ;
 - (ix) Énergir, [Rapport sur la résilience climatique 2024](#), p. 56, Graphique 8.

Préambule :

- (i) « Les deux principes suivants ont guidé le Distributeur dans sa revue de la période d'amortissement :
 - Le principe d'appariement nécessite d'amortir les investissements du PGEÉ sur une période équivalente à la période pour laquelle les bénéfices des mesures d'économie d'énergie sont anticipés.
 - Le principe de prudence nécessite de prendre en considération le degré d'incertitude qui existe quant au niveau des bénéfices anticipés (c.-à-d. les économies d'énergie). »
- (ii) Tableau 1.1, « Hypothèses sous-jacentes pour la durée de vie moyenne du PGEÉ », où la durée de vie moyenne des mesures du PGEÉ est évaluée selon une moyenne pondérée des GWh évités.
- (iii) « Le Distributeur propose de modifier la période d'amortissement en tenant compte de deux principes, soit ceux de l'appariement, qui oblige à amortir les investissements du PGEÉ sur une période équivalente à celle pour laquelle les bénéfices des mesures d'économie d'énergie sont anticipés, et de la prudence, qui prend en considération le degré d'incertitude associé à l'anticipation des bénéfices.

Selon le Distributeur, la durée de vie moyenne des mesures du PGEÉ est de

13 ans. Quant à l'incertitude associée aux économies d'énergie, il rappelle que le PGEÉ doit évoluer selon la participation de sa clientèle, la réaction du marché et les changements prévisibles et souhaitables de la réglementation en la matière. Par prudence, le Distributeur évalue la période d'amortissement souhaitable à 10 ans. Cependant, afin de ne pas agir rétroactivement sur les investissements dont l'amortissement est déjà commencé, il demande de n'appliquer cette nouvelle règle qu'à compter du 1^{er} janvier 2006.

[...]

La Régie juge qu'une période d'amortissement de 10 ans est appropriée puisqu'elle respecte les principes évoqués de l'appariement et de la prudence. Elle fixe à 10 ans, pour les dépenses encourues à partir du 1^{er} janvier 2006, la période d'amortissement des dépenses du compte de frais reportés du PGEÉ. »

(Note en bas de page omise)

- (iv) Tableau 12, « Durées de vie moyennes – Programmes d'EE et de GDP », où la durée de vie moyenne des mesures des programmes d'EE et de GDP est évaluée selon une moyenne pondérée des aides financières prévues.
- (v) « Dans sa décision D-2006-56, la Régie jugeait approprié la proposition du Distributeur d'établir une période d'amortissement de 10 ans pour les mesures d'EE. Cette proposition s'appuyait sur une durée de vie moyenne des mesures à 13 ans, réduite à 10 ans par prudence. Elle a été maintenue depuis.

Or, le portefeuille de mesures ayant évolué depuis cette époque, le Distributeur juge opportun de revoir la période d'amortissement afin qu'elle tienne compte de la durée de vie moyenne estimée de l'ensemble des programmes d'EE et de GDP, celle-ci ayant été actualisée à 15 ans comme illustrée au tableau 12 de la pièce HQD-2, Document 2.2 (Section 4).

Le Distributeur propose donc de rehausser la période d'amortissement à 15 ans pour les dépenses encourues dont la mise en service annuelle est prévue au 31 décembre 2024, et ce, afin de refléter ce changement dès 2025 pour la fixation des tarifs. »

- (vi) « [75] Gaz Métro tient compte du poids relatif des aides financières ainsi que de la durée de vie de chacun des programmes du PGEÉ pour déterminer la durée de vie moyenne pondérée des mesures du PGEÉ, qu'elle évalue à 18 ans.

[76] Elle juge préférable d'utiliser le poids relatif des aides financières pour calculer la durée de vie moyenne pondérée des mesures du PGEÉ considérant qu'elle cherche à amortir un coût, soit les aides financières, plutôt que d'utiliser les économies d'énergie comme le suggère SE-AQLPA.

[77] Bien que les aides financières devraient être amorties sur la durée de vie de 18 ans selon le principe d'appariement, Gaz Métro propose plutôt d'être conservateur dans l'approche et de réduire la période d'amortissement à 10 ans. Selon le Distributeur, le principe de prudence est primordial considérant l'incertitude associée aux économies d'énergie à plus long terme, l'évolution

de la réglementation en la matière et les durées de vie des programmes qui peuvent varier en fonction des prochaines évaluations de programme. »

[...]

[81] Au présent dossier, la preuve fait état de deux méthodes différentes pour évaluer la durée de vie de l'actif réglementaire lié aux aides financières du PGEÉ. Une méthode est retenue par HQD [pondérer par les économies d'énergie], l'autre par Gaz Métro [pondérer par les aides financières]. Ces deux méthodes ont un fondement logique qui leur est propre. »

(Note en bas de page omise)

(vii) « Dans le cadre du présent dossier, **Énergir, s.e.c. (Énergir) demande à la Régie d'allonger la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ de 10 ans à 15 ans pour les aides financières versées à partir du 1^{er} octobre 2025.** Cette demande vise à ce que la période d'amortissement reflète mieux la durée de vie des mesures d'économies d'énergie subventionnées par les programmes du PGEÉ, ce qui permettrait d'atténuer les impacts tarifaires du PGEÉ lors des prochaines années. »

(viii) « La durée vie moyenne des économies d'énergie du PGEÉ pondérée en fonction des budgets autorisés d'aide financières pour l'année 2025-2025 du PGEÉ est de 16,5 ans, comme en fait foi le tableau 1 de la page suivante.

Énergir souhaite une meilleure adéquation entre la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ et de la durée de vie utile pondérée des mesures d'économies d'énergie des programmes du PGEÉ, de manière à rapprocher les coûts et les bénéfices générés par les mesures d'économies d'énergie que recevront les clients participants pendant plusieurs années selon le principe d'appariement reconnu par la Régie.

Par conséquent, une période d'amortissement des aides financières du PGEÉ de 15 ans est jugée plus adéquate par Énergir, comparativement à la période actuelle de 10 ans. »

(Note en bas de page omise)

(ix) « Cette analyse a été effectuée en utilisant l'impact marginal de la proposition d'Énergir sur les montants d'aides financières autorisés du PGEÉ de 59,0 M\$ pour l'année 2025-2026. Énergir prévoit que ce changement générera un impact tarifaire à la baisse de 8,6 M\$ sur 10 ans et que l'effet s'inversera ensuite, pour se stabiliser avec un léger impact tarifaire cumulatif net à la hausse de 1,3 M\$ à l'année 16. »

(Notes en bas de page omises)

(x) Graphique 8, « Trajectoire 2050 – Une vision de l'énergie distribuée faible en carbone », où Énergir partage ses prévisions de volumes d'énergie sous forme gazeuse distribuée. Il est possible d'observer un déclin des volumes à l'horizon 2050 dans l'ensemble des catégories de clients.

Demands :

- 7.1 En lien avec les références (i) et (iii), veuillez confirmer que les principes d'appariement et de prudence doivent être tenus en compte lors de l'établissement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ. Dans la négative, veuillez élaborer.
- 7.1.1. En lien avec la référence (viii), veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG qu'Énergir n'a pas tenu compte du principe de prudence dans l'analyse soumise au présent dossier. Veuillez élaborer sur les raisons.
- 7.1.2. Si Énergir avait tenu compte du principe de prudence, veuillez détailler l'impact sur la période d'amortissement choisie pour les aides financières du PGEÉ.
- 7.1.3. En lien avec les références (vi) et (x), veuillez confirmer qu'il existe un degré d'incertitude quant aux niveaux des bénéfices anticipés du PGEÉ, soit les économies d'énergie, en raison de *l'incertitude associée aux économies d'énergie à plus long terme, l'évolution de la réglementation en la matière et les durées de vie des programmes qui peuvent varier en fonction des prochaines évaluations de programme*, ainsi que la stratégie de transition énergétique d'Énergir.
- 7.1.4. Veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG que les bénéfices des économies d'énergie réalisées en 2025 pourraient ne pas se matérialiser en raison d'un effacement ou d'un arrêt de consommation de gaz naturel de la part de certains clients.
- 7.1.5. Est-ce qu'en allongeant la période d'amortissement, y-a-t-il un plus grand risque d'intégrer une mauvaise causalité des coûts et de causer un mauvais appariement ?
- 7.2 En lien avec les références (ii), (iv), (v), (vi) et (viii), veuillez justifier si une pondération par les économies d'énergie ou par les aides financières est préférable dans l'établissement de la période d'amortissement. Veuillez élaborer, notamment sur les écarts des résultats provenant des deux méthodes.
- 7.2.1. En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur l'affirmation suivante : Si l'objectif du principe d'appariement est de déterminer une période d'amortissement des aides financières du PGEÉ équivalente à la période pour laquelle les bénéfices des mesures d'économie d'énergie sont anticipés, il est nécessaire dans la détermination de cette dernière période, ou durée de vie moyenne, de pondérer les durées de vie des mesures du PGEÉ par ces mêmes bénéfices.
- 7.3 En lien avec les références (vi) et (viii), veuillez expliquer la baisse de la durée de vie moyenne des mesures du PGEÉ de 18 à 16,5 ans. Veuillez élaborer sur la potentielle trajectoire de cette durée de vie dans les prochaines années.

- 7.4 En lien avec la référence (vii), veuillez élaborer sur le besoin de réduire l'impact tarifaire du PGEÉ au cours des prochaines années.
- 7.5 En lien avec la référence (ix), veuillez préciser si l'impact marginal de la proposition d'Énergir permet d'en apprécier l'impact global sur le coût de service de distribution.
- 7.5.1. Veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG qu'Énergir ne souhaite pas cesser d'offrir des aides financières liées au PGEÉ à sa clientèle au cours des prochaines années.
- 7.5.2. Veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG qu'à l'année 16 de la simulation d'Énergir, l'impact tarifaire réel de la proposition d'Énergir ne sera pas de 1,3 M\$.
- 7.6 En lien avec la référence (ix), veuillez fournir l'impact tarifaire sur les tarifs de distribution pour les 30 prochaines années de l'ensemble des aides financières amorties sur une période de 15 ans qui seront accordées à partir du 1^{er} octobre 2025.