

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
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 2023**

APPROVISIONNEMENT EN GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR)

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0059](#), p. 38;
 - (ii) Pièce [B-0059](#), p. 39.

Préambule :

- (i) Énergir dépose un sommaire de la mise à jour de l'état de la demande volontaire en GSR.
- (ii) Énergir présente le suivi de ses inventaires de GSR. Pour l'année 2025-2026, les volumes vendus au gaz réseau s'élèvent à 61 311 10³m³.

Demandes :

- 1.1 À la référence (i), la Régie constate que les totaux ne correspondent pas à la somme des éléments. Veuillez expliquer les résultats totaux de la colonne « Points de mesurage » et le cas échéant, déposer une version révisée.
- 1.2 La Régie constate que les volumes de 61 311 10³m³ vendus en gaz réseau, selon la référence (ii), ne sont pas soustraits de l'inventaire de GSR pour l'année 2026-2027. Veuillez commenter et le cas échéant, déposer une version révisée.

- 2. Références :**
- (i) Dossier R-4018-2017, décision [D-2018-158](#), p. 28, par. 74;
 - (ii) Pièce [B-0171](#);
 - (iii) Pièce [B-0159](#), p. 12.

Préambule :

- (i) « [74] La Régie demande à Énergir, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, de déposer les informations quotidiennes liées à l'approvisionnement en GNR à la ville de Saint-Hyacinthe pour les mois de la période d'hiver où les résultats réels sont disponibles ».
- (ii) Énergir dépose sa 3^e demande réamendée d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif*, à compter du 1^{er} octobre 2023.
- (iii) Énergir présente, par point de réception, les volumes de GSR injectés mensuellement ainsi que les coûts et autres informations. Les volumes injectés au point de réception Saint-Hyacinthe de 345 10³m³ se comparent aux volumes de SÉMECS de 333 10³m³. Pour le point de réception

St-Étienne-des-Grès, les volumes injectés mensuels sont établis à $602 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ et $708 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$, à compter de mai 2024.

Demande :

2.1 La Régie constate que le suivi portant sur les informations quotidiennes liées à l’approvisionnement en GSR à la ville de Saint-Hyacinthe en référence (i) n’est pas déposé au présent dossier. La Régie constate également, en référence (ii), qu’Énergir ne demande pas à la Régie de mettre fin au suivi de la décision D-2018-158. Considérant qu’un tel suivi n’est pas demandé pour les autres clients producteurs de GSR de la référence (iii), la Régie envisage la possibilité de mettre fin au suivi de la référence (i). Veuillez commenter.

MODIFICATIONS AUX SUIVIS DE PROJETS DU RAPPORT ANNUEL

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0049](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0049](#), p. 4;
 - (iii) Pièce [B-0049](#), p. 4;
 - (iv) Pièce [B-0049](#), p. 5.

Préambule :

(i) « *Le nombre moyen de suivis des projets d’investissement déposés au rapport annuel au cours des dix dernières années est de près de dix-neuf (19). Au cours des quatre dernières années, le nombre minimum de suivis déposés a été de quinze (15).* »

(ii) « *Évolution du nombre de clients et de volumes : Énergir propose de produire le tableau montrant l’évolution du nombre de clients réels et projetés par rapport à la projection initiale uniquement lors du dépôt du dernier suivi du projet. Le cas échéant, les explications concernant les écarts seront présentées. La production du tableau demande beaucoup de temps aux équipes internes.* » [nous soulignons]

(iii) « *Coûts des projets et explications des écarts: [...] Lorsque la projection des coûts finaux est inférieure à 15 %, Énergir propose de présenter un tableau allégé des coûts montrant la projection des coûts totaux et de la subvention, le cas échéant, sans explication des écarts.* »

(iv) « *Énergir propose donc que le suivi a posteriori prenne fin lorsque les travaux du projet sont exécutés ou à la troisième année du suivi.* »

Demandes :

3.1 Veuillez préciser la durée moyenne des projets d’investissement déposés au rapport annuel (référence (i)).

- 3.2 Veuillez commenter la possibilité de fournir, lors des suivis intérimaires, c.-à-d. entre la projection initiale et le dépôt du dernier suivi, un pourcentage de réalisation d'avancement des ventes en lieu du nombre de clients et des volumes (référence (ii)).
- 3.3 Veuillez fournir une représentation visuelle d'un tableau type allégé des coûts montrant la projection des coûts totaux et de la subvention proposé (référence (iii)).
- 3.4 Énergir souhaite mettre fin au suivi lorsque les travaux du projet sont exécutés ou à la troisième année du suivi (référence (iv)). Veuillez commenter la possibilité que le suivi détaillé à l'année 3 soit intérimaire, pour tout projet ayant une durée de construction au-delà de la 3^{ième} année du suivi.

MODIFICATIONS AUX PLANS DE DÉVELOPPEMENT

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0081](#), p. 2;
 - (ii) Dossier R-3867-2013, ph. 3, décision [D-2018-080](#), p. 80;
 - (iii) Pièce [B-0082](#), p. 1, col. 1 et 4, lignes 6 à 10;
 - (iv) Pièce [B-0081](#), p. 5.

Préambule :

- (i) « *Le plan de développement 2023-2024 se trouve à la pièce Énergir-I, Document 3, selon le format requis et le format proposé.* »
- (ii) « *[336] En conséquence, la Régie fixe le seuil minimal de rentabilité globale du portefeuille de projets d'extension de réseau inférieurs au seuil à un IP de 1,3, tous marchés confondus* ».
- (iii) Tableau – *Rentabilité du plan de développement 2023-2024 – Plan actuel*
- (iv) « *Énergir a déterminé la séquence optimale suivante relativement à l'implantation de la proposition aux différents plans : [...]*
- *Les rapports a posteriori reflèteront les plans a priori déposés trois ans plus tôt, à l'exception des ajouts de charge, et ce, dès le Rapport annuel 2022-2023* ».

Demandes :

- 4.1 La référence (i), présente le format proposé du plan de développement à la suite du retrait des ventes sur des raccordements existants. Veuillez confirmer que la rentabilité globale du portefeuille de projets d'extension de réseau inférieurs respectera le même seuil de 1,3, tous marchés confondus, malgré le retrait des ventes sur des raccordements existants (référence (ii)).

- 4.2 Veuillez expliquer et détailler les volumes ajustés baissiers, des années 2 à 5 (cumulatives), comparativement à l'an 1 pour le marché résidentiel et commercial alors que le nombre de clients cumulatif augmente (référence (iii)).
- 4.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les rapports a posteriori déposés dans le Rapport annuel 2022-2023 seront les suivants (référence (iv)):
- Plan a posteriori après 3 ans : Plan a priori 2019-2020;
 - Plan a posteriori après 6 ans : Plan a priori 2016-2017.

Dans la négative veuillez commenter.

ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PETITS BÂTIMENTS

5. **Références :**
- (i) Phase 1, décision [D-2023-030](#), p. 5;
 - (ii) Phase 1, décision [D-2023-018](#), p. 15;
 - (iii) Pièce [B-0082](#), p. 15, col. des années « 20 et 21 », lignes « *Volume ajusté en m³* » et « *Revenu de distribution* »;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 11.

Préambule :

(i) « [12] Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie reporte l'entrée en vigueur des modifications à la Méthode, telles qu'approuvées dans la décision D-2023-018, au 1^{er} avril 2023 ».

(ii) « [49] La Régie juge, à cette étape-ci, que la projection des volumes et des revenus pour les Marchés visés proposée par Énergir est raisonnable. Elle est ainsi d'avis qu'il est prudent d'appliquer immédiatement des modifications à la Méthode qui permettront de mitiger le risque que posent les nouveaux projets d'extension de réseau des petits bâtiments au GNT [gaz naturel traditionnel]. Pour les autres marchés, la Régie considère que les paramètres actuels de la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau permettent, pour le moment, de refléter des prévisions raisonnables sur un horizon de 40 ans.

[50] Pour ces motifs, la Régie approuve, à compter du 1^{er} mars 2023, les modifications proposées à la Méthode pour les Marchés visés. Elle approuve donc la réduction de 40 à 20 ans de la période considérée pour la projection des volumes et des revenus ainsi que l'élimination à la 21^e année du nombre de clients, des Coûts marginaux et des coûts relatifs au réinvestissement des compteurs.
[nous soulignons]

(iii) Tableau – *Calcul du revenus requis* et établissement de la rentabilité du plan de développement 2023-2024 – Plan proposé.

(iv) « Les modifications proposées à la Méthode n'ont pas d'impact sur les pièces comptables et tarifaires déposées à la cause tarifaire ou au rapport annuel, ni sur les pièces relatives aux plans de développement ».

Demandes :

- 5.1 Veuillez confirmer l'entrée en vigueur de la Méthode concernant les petits bâtiments des marchés visés (référence (i)) au 1^{er} avril 2023.
- 5.2 L'approbation de la Méthode (référence (ii)) définit les nouveaux paramètres d'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement d'extension de réseau en GNT faisant partie des marchés visés. Ces nouveaux paramètres sont utilisés afin de calculer l'indice de profitabilité du projet. Comme mentionné en référence (iv), la Régie constate l'absence d'impact en référence (iii), à l'effet que le *Volume ajusté en m³* ainsi que le *Revenu de distribution* ne baissent pas au passage de la 20^{ième} à la 21^{ième} année. Veuillez expliquer, de manière détaillée, comment les projets évalués selon les nouveaux paramètres approuvés sont intégrés au plan de développement afin que ce dernier soit représentatif des divers types de projets regroupés en portefeuille.

PRINCIPES REGLEMENTAIRES, NORMES ET METHODES COMPTABLES
UTILISES AUX FINS DE L'ETABLISSEMENT DES DEPENSES NECESSAIRES A LA
PRESTATION DU SERVICE

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0171](#), 3^{ème} demande amendée;
 - (ii) Pièce [B-0086](#), p. 16;
 - (iii) Décision [D-2022-123](#), p. 49, section 7.1.2.

Préambule :

- (i) Dans sa 3^{ème} demande réamendée, Énergir demande notamment à la Régie de:

« Prendre acte du suivi présentant les principes réglementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service demandé à la décision D-2019-141 (paragr. 140) et s'en déclarer satisfaite ».

(ii) La pièce B-0086 déposée en suivi de la décision D-2019-141 porte sur les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service. Pour les frais reportés relatifs au SPEDE, Énergir indique que le solde résiduel des revenus est appliqué en réduction du coût non amorti des droits d'émission achetés.

(iii) « [184] La Régie constate qu'à la suite de ce changement appliqué au rapport annuel 2021, tous les droits d'émission de GES acquis sont comptabilisés comme actifs incorporels au coût et

ne sont pas amortis. Une obligation liée aux droits d'émission de GES ainsi que la dépense afférente sont comptabilisées au rythme des émissions de GES.

[...]

[191] Conséquemment et afin d'éviter toute confusion, la Régie demande à Énergir de refléter la modification de méthode comptable relative aux droits d'émission de GES appliquée à compter du rapport annuel 2021 dans le prochain dépôt du suivi de la décision D-2019-141 ».

Demande :

6.1 En référence (i), la conclusion recherchée omet le suivi de la décision D-2022-123 de la référence (iii). À cet égard, la Régie note qu'en référence (ii), Énergir fait référence au coût non amorti des droits d'émission alors que les droits d'émission de GES ne sont plus amortis depuis le rapport annuel 2021 selon la référence (iii). Veuillez commenter et déposer une mise à jour de la pièce B-0086 afin d'y refléter la demande de la Régie en référence (iii).

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0086](#), p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0135](#), p. 8;
 - (iii) Pièce [B-0135](#), p. 13.

Préambule :

(i) *« Les coûts engagés durant la construction sont compensés par l'inclusion des travaux en cours dans la base de tarification. Cette méthode s'applique autant pour les projets d'une valeur inférieure que pour les projets d'une valeur supérieure au seuil assujettissant un projet à l'approbation spécifique de la Régie (actuellement de 4 M\$ en vertu du Règlement modifiant le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, entré en vigueur le 1^{er} août 2019) ».*

(ii) *« Pour corriger ces biais, Énergir propose d'utiliser la méthodologie comptable en vigueur pour répartir les coûts communs. Cette méthodologie consiste à répartir les coûts communs d'après la pondération de la valeur du poste d'injection et de la valeur de la conduite. En procédant de cette façon, les coûts des conduites utilisés pour établir les taux du volet distribution du tarif de réception sont alignés avec la méthodologie comptable en plus d'être représentatifs de la valeur réelle des conduites ».*

(iii) *« Les frais financiers sont cumulés à partir du début des travaux de construction jusqu'à la date de début d'injection ».*

Demandes :

7.1 Pour un projet de raccordement d'un client producteur de GSR, considérant que les frais financiers sont capitalisés jusqu'à la date de début d'injection selon la référence (iii), veuillez

préciser si les travaux en cours sont inclus dans la base de tarification, comme mentionné en référence (i) ou exclus de la base de tarification.

7.2 Veuillez commenter le fait qu'une méthode comptable en vigueur ne soit pas déjà utilisée pour répartir les coûts communs selon la référence (ii).

MODIFICATIONS TARIFAIRES RELATIVES AU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (SPEDE)

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0156](#), p. 9;
 - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0025](#), notes 9 et 13 des états financiers.

Préambule :

(i) *« Dans un premier temps, Énergir doit se conformer au règlement RSPEDE, notamment en ce qui a trait à l'article 51 qui stipule :*

« Un émetteur ou un participant ne doit pas divulguer le fait qu'il participe ou non à une vente aux enchères, ni toute autre information de nature confidentielle relative à sa participation à une telle vente, notamment les suivantes :

1° son identité ;

2° sa stratégie d'enchères ;

3° le montant de ses enchères et la quantité d'unités d'émission visée ;

4° l'information financière soumise au ministre. [...] »

[...] Le tarif, dans sa forme actuelle, ne donne pas d'informations explicites sur le niveau d'inventaire ou sur le coût réel d'acquisition des droits. Ainsi, dans un souci de ne pas causer de préjudice commercial à Énergir, les informations divulguées et supportant l'établissement du tarif ne doivent pas donner d'indications à cet égard ».

(ii) Dans les états financiers non consolidés déposés dans le cadre du rapport annuel, les droits d'émission de GES en inventaire sont présentés à titre d'actifs incorporels (note 9) et les obligations liées aux droits d'émission sont présentées dans le passif à long terme (note 13).

Demande :

8.1 Considérant que l'information financière relative aux droits d'émission de GES en inventaire est de nature publique selon la référence (ii), veuillez expliquer le préjudice commercial allégué par Énergir en référence (i).

PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION (PED)

9. Références : (i) Pièce [B-0079](#), p. 11;
(ii) Pièce [B-0079](#), p. 12.

Préambule :

(i) Afin d'illustrer le calcul de l'aide financière pouvant être versée à un bénéficiaire, Énergir présente trois scénarios différents de décarbonation, lesquels sont calculés en se basant sur des volumes annuels initiaux de consommation de GNT de 9 500 m³ pour la chauffe et 500 m³ pour l'eau chaude. En appliquant à cela un taux moyen de distribution de 30,61 ¢/m³, les revenus de distribution sur cinq ans seraient de 15 305 \$.

(ii) Pour les scénarios 2 et 3, soit un client adhérent à la biénergie et un client adhérent à la biénergie et substituant 100 % de GNT pour du GSR respectivement, la consommation est réduite à 3 350 m³ et le revenu de distribution sur cinq ans est de 6 380 \$.

Demande :

9.1 Pour les scénarios 2 et 3, en appliquant un taux moyen de distribution de 30,61 ¢/m³ (référence (i)) sur la consommation restante à la suite de la conversion à la biénergie, soit 3 350 m³ (référence (ii)), le revenu de distribution sur cinq ans est de 5 127 \$. Veuillez concilier ce résultat avec le montant de 6 380 \$ indiqué en référence (ii).

10. Référence : Pièce [B-0079](#), p. 13.

Préambule :

Énergir prévoit 1 770 bénéficiaires qui se partageront 4,5 M\$ en aide financière liée au PED ainsi que 22 634 tonnes de GES évités. À terme, Énergir anticipe que le budget annuel du PED pourrait atteindre 6 M\$ à 8 M\$. Énergir présente le tableau suivant :

Tableau 6
Mesures du programme pour 2023-2040 (9 mois)

Participants (nombre)	GES évités (tonnes)	GSR engagé (m ³)	Coûts (\$)
1 770	22 634	5 115 000	4 527 000

Demandes :

10.1 Veuillez ventiler les informations présentées au tableau de la référence (iii) en fonction de la clientèle ciblée (biénergie, fourniture GSR et biénergie-GSR) pour l'année 2023-2024.

Veuillez également fournir une estimation des volumes annuels totaux de GNT évités pour chaque type de clientèle.

10.2 En fonction des mêmes informations demandées à la question 2.1, veuillez fournir vos hypothèses à terme.

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0079](#), p. 13;
 - (ii) Pièce [B-0089](#), p. 1;
 - (iii) Pièce [B-0086](#), p. 5;
 - (iv) Pièce [B-0079](#), p. 14;
 - (v) Pièce [B-0116](#), p. 1.

Préambule :

- (i) Pour l'année 2023-2024, Énergir prévoit déboursier 4,5 M\$ en aide financière liée au PED.
- (ii) Énergir prévoit une hausse de 5,4 M\$ des additions à la base de tarification pour son PED entre la prévision 4/8 2023 et la Cause tarifaire 2023-2024.
- (iii) Pour les programmes commerciaux, Énergir présente les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service comme suit :

PROGRAMMES COMMERCIAUX (PRC, PRRC, PSAV, PAIRE)	G-483 D-89-03 D-89-28 D-92-26 D-97-25 D-2004-196 D-2015-088	La somme du solde non amorti projeté en début d'exercice et des 12 mois de la période témoin est divisée par 13. L'amortissement s'échelonne sur une période de 5 ans, conformément aux directives de la Régie. Pour les clients ne détenant pas d'équipement pouvant utiliser d'autres formes d'énergie, l'amortissement des programmes PRC et PRRC s'échelonne sur une période de 10 ans.
--	---	---

(iv) « À l'instar de ses autres programmes commerciaux, Énergir propose de traiter les aides financières du Programme comme un actif réglementaire et de l'amortir sur 10 ans. Cette période est la norme pour la majorité des aides financières du PRC et du PRRC et pour les aides financières en efficacité énergétique. »

(v) Énergir présente la conciliation et l'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles pour la période de douze mois close le 30 septembre 2024. Pour les programmes commerciaux, Énergir prévoit un solde de 82,1 M\$ au 1^{er} octobre 2023 et des additions de 11,3 M\$ pour l'année 2023-2024. Elle établit l'amortissement à 15,7 M\$ pour 2023-2024.

Demandes :

- 11.1 Veuillez expliquer l'écart de - 0,9 M\$ au budget du PED entre le montant de 4,5 M\$ prévu en référence (i) et le montant de 5,4 M\$ prévu en référence (ii).
- 11.2 La Régie constate, en référence (iii), que l'amortissement des équipements pour les clients utilisant la biénergie s'échelonne sur une période de cinq ans. Veuillez commenter l'affirmation d'Énergir selon laquelle la période d'amortissement de 10 ans est la norme pour la majorité des aides financières du PRC et du PRRC (référence (iv)).
- 11.3 À la ligne 1 de la référence (v), en appliquant une période d'amortissement de 10 ans sur les additions et le solde projeté aux programmes commerciaux, l'amortissement au service de distribution est de 9,34 M\$. Veuillez expliquer l'écart constaté avec le montant de 15,7 M\$ indiqué en référence (v).

CONTRIBUTION GES

- 12. Références :** (i) Pièce [B-0120](#);
(ii) Dossier R-4177-2021, pièce [B-0120](#), p. 6.

Préambule :

- (i) Énergir présente la Contribution GES totale de 7 433 k\$ basé sur les volumes convertis projetés de 26 038 10³m³.
- (ii) « Pour l'année 2022-2023, le volume de conversion projeté est de 6,3 Mm³, ce qui résulte en un montant total de Contribution GES de 1,9 M\$. Pour arriver à ce montant, les volumes mensuels de conversion projetés ont été multipliés par le premier palier de la grille susmentionné (tableau 4) pour les mois d'octobre à décembre 2022 et pour les mois de janvier à septembre 2023 par le même taux indexé à 2 %. Le premier palier a été utilisé, car les projections des volumes convertis par client ne dépassent pas 4 380 m³. »

Demande :

- 12.1 Veuillez présenter les calculs permettant d'établir la Contribution GES à 7 433 k\$ en précisant les volumes convertis projetés par palier pour les périodes du 1^{er} octobre au 31 décembre 2023 et du 1^{er} janvier au 30 septembre 2024 ainsi que les taux applicables, comme indiqué à la référence (ii).

PGEE

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0139](#), p. 12 et 13;
(ii) Dossier R-4169-2021 Phase 1, décision [D-2022-061](#), p. 119.

Préambule :

(i) En réponse à la question 4.3, Énergir présente les calculs pour la révision à la baisse des économies unitaires ou des gains unitaires de gaz naturel pour huit volets du PGEE afin de tenir compte de l'impact des participants en mode biénergie. Elle présente notamment une réduction des économies d'énergie unitaires de 70 % pour les participants aux volets en mode biénergie.

(ii) « [400] [...] *En contrepartie de cette diminution des volumes de ventes, correspondant à 70 % de la consommation de gaz naturel dans les marchés ciblés par l'Offre biénergie, HQD s'engage à partager les coûts de la décarbonation en versant à Énergir la Contribution GES, qui est calibrée de façon à permettre d'équilibrer les impacts tarifaires* ». [note de bas de page omise]

Demandes :

13.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les réductions des économies unitaires pour les participants des volets en mode biénergie de 70 % s'expliquent par la baisse de la consommation de gaz naturel, notamment en précisant si la consommation de référence a été révisée. Dans la négative, veuillez expliquer.

13.2 Veuillez indiquer à quel moment les paramètres du tableau présenté en préambule seront mis à jour.

- 14. Références :** (i) Pièce [B-0143](#), p. 34 et 35;
(ii) Pièce [B-0143](#), p. 51.

Préambule :

(i) « *Bien que le nombre de participants en 2025-2026 soit inférieur de 36 % par rapport à l'année 2022-2023, les économies nettes du programme croîtront de 17 % au cours de la même période pour atteindre 4,1 Mm³ en 2025-2026. Ce résultat s'explique en bonne partie par l'augmentation de la taille des projets pour le volet Nouvelle construction.* » [Nous soulignons]

(ii) « *Collectivement, les sous-volets Implantation CII, Implantation GE Industriel et Implantation GE Institutionnel généreront une croissance des économies nettes au cours de la période 2024-2026, comme en fait foi le tableau 16, pour atteindre 41,9 Mm³ en 2025-2026, représentant une augmentation de 11 % par rapport à 2022-2023. Énergir prévoit qu'un accroissement de la taille des projets en efficacité énergétique d'ici 2025-2026 viendra largement*

compenser pour la réduction de la participation entre 2022-2023 et 2025-2026, permettant ainsi cette progression des économies nettes. » [Nous soulignons]

Demande :

14.1 Veuillez préciser les éléments qui expliquent l'accroissement prévue de la taille des projets en efficacité énergétique aux références (i) et (ii), notamment le nombre, le type et la durée des mesures des projets.

AJUSTEMENT TARIFAIRE AU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

- 15. Références :** (i) Pièce [B-0128](#);
 (ii) Tableau produit par la Régie.

Préambule :

- (i) Énergir présente le calcul des prix d'équilibrage 2023-2024.
 (ii) À partir de la référence (i), la Régie reproduit au tableau ci-dessous les calculs indiqués aux notes n° 2, 3, 5 et 6 et compare les résultats avec les prix d'équilibrage proposés par Énergir.

N° ligne	M\$*	Mm ³	\$/m ³	Régie	Énergir
				¢/m ³	¢/m ³
10	132,959 ÷	66 528 =	0,001998549 × 100 =	<u>0,1999</u>	<u>1,999</u>
11	13,631 ÷	6 140 =	0,002220024 × 100 =	<u>0,2220</u>	<u>0,225</u>
18	132,959 ÷	66 310 =	0,002005097 × 100 =	<u>0,2005</u>	<u>2,005</u>
19	13,631 ÷	6 140 =	0,002220024 × 100 =	<u>0,2220</u>	<u>0,225</u>

**La Régie a corrigé ces montants afin qu'ils correspondent à ceux des lignes 1 et 2 de la pièce B-0128.*

Demande :

15.1 Veuillez confirmer que les résultats obtenus par la Régie sont exacts, considérant les données présentées par Énergir aux fins du calcul. Dans l'affirmative, veuillez concilier les prix calculés par la Régie et les prix proposés par Énergir en référence (ii). Le cas échéant, veuillez déposer une version révisée de la pièce à la référence (i).

- 16. Références :** (i) Pièce [B-0076](#), p. 9;
 (ii) Pièce [B-0131](#), p. 1, ligne 46, colonne 10;
 (iii) Tableau produit par la Régie.

Préambule :

(i) Énergir présente, au tableau 4, l'ajustement tarifaire du service d'équilibrage de 16,8 M\$ ventilé entre les principaux éléments. Elle explique la hausse tarifaire comme suit :

« La hausse tarifaire au service d'équilibrage de 16,8 M\$ découle principalement de :

- la baisse des revenus d'équilibrage de 28,8 M\$ découlant principalement de la mise à jour des paramètres A, et P à la Cause tarifaire 2023-2024. Ces paramètres montrent une amélioration générale des profils de consommation de la clientèle depuis la Cause tarifaire 2022-2023. En effet, les profils de consommation utilisés pour calculer les revenus d'équilibrage à la Cause tarifaire 2022-2023 étaient basés sur l'hiver froid de 2021-2022, alors que ceux utilisés pour la présente cause tarifaire sont basés sur l'hiver chaud de 2022-2023. La mise en vigueur de la nouvelle formule du calcul d'équilibrage, basée sur le coefficient d'utilisation, contribue également à la baisse des revenus d'équilibrage, ... » [note de bas de page omise]

(ii) Pour le service d'équilibrage, Énergir établit les revenus calculés selon la nouvelle méthode de tarification à 129,8 M\$ alors que les revenus calculés selon la décision D-2022-123 s'élèvent à 139,6 M\$. L'écart de revenus est - 9,8 M\$.

(iii) À partir des références (i) et (ii), la Régie produit le tableau suivant.

ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS DU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE ET AJUSTEMENT TARIFAIRE	CT 2023-2024	
	(M\$)	(%)
Baisse des coûts d'équilibrage	(6,3)	-4,9
Amortissement du trop-perçu de 2021-2022	(3,4)	-2,6
Hausse de la contribution GES	(1,1)	-0,9
Autres	(1,1)	-0,8
Variation du revenu requis 2024 vs le revenu requis autorisé de 2023	(12,0)	-9,2
Mise à jour des paramètres A, et P		
Mise en vigueur de la nouvelle formule du calcul d'équilibrage	9,8	
Autre		
Baisse des revenus d'équilibrage	28,8	22,2
Ajustement tarifaire du service d'équilibrage	16,8	12,9

Demandes :

16.1 Veuillez valider et compléter le tableau de la référence (iii).

16.2 Veuillez expliquer la prise en compte de l'écart de revenus de - 9,8 M\$ dans l'établissement de l'ajustement tarifaire du service d'équilibrage. Veuillez élaborer sur l'impact de la mise en vigueur de la nouvelle formule du calcul d'équilibrage sur les revenus d'équilibrage.

PROPOSITION DE MESURES TARIFAIRES VISANT À STABILISER LES REVENUS DES CLIENTS UTILISANT LE GAZ NATUREL COMME ÉNERGIE D'APPOINT

- 17. Références :** (i) Pièce [B-0136](#), p. 6 et 8;
(ii) Pièce [B-0163](#), p. 58 et 59.

Préambule :

(i) « Afin de stabiliser les revenus aux services de distribution, de transport et d'équilibrage, Énergir propose de mettre en place des obligations minimales annuelles (OMA) pour les grands clients ayant un profil de consommation d'appoint.

[...]

Premièrement, dans le cas où, à la fin de l'année tarifaire visée par le contrat, le client s'était vu facturer pour le service visé un montant inférieur à son OMA du service correspondant, le montant déficitaire lui serait facturé ». [nous soulignons]

(ii) L'article 14.2.4 prévoit un supplément pour les clients utilisant une autre forme d'énergie que le gaz naturel en dehors des périodes de pointe, sauf pour les clients adhérant à un tarif biénergie d'Hydro-Québec.

Énergir propose que les conditions de service relatives à la nouvelle OMA en distribution soient codifiées à l'article 14.2.5.2.

Demandes :

17.1 Veuillez confirmer que le supplément pour service de pointe prévu à l'article 14.2.4 mentionné à la référence (ii) sera facturé aux clients assujettis à la nouvelle OMA prévue à l'article 14.2.5.2. Ainsi, le montant déficitaire de l'OMA tiendra compte du supplément pour service de pointe facturé aux clients tel que mentionné à la référence (ii). Dans la négative, veuillez expliquer.

17.2 Veuillez préciser si l'OMA en distribution proposée au présent dossier sera maintenue dans la refonte tarifaire du service de distribution qui sera proposée par Énergir en phase 4 du dossier R-3867-2013. Veuillez élaborer.

- 18. Référence :** Pièce [B-0136](#), p. 11 et 12.

Préambule :

Dans les modifications proposées, les articles 14.2.5.2 et 13.1.4 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT d'Hydro-Québec.

Demande :

18.1 Il est de connaissance d'office que le tarif DT d'Hydro-Québec s'applique aux clientèles résidentielle et agricole. Considérant que les OMA proposées s'appliquent aux grands clients dont la demande de capacité de pointe potentielle est supérieure ou égale à 10 000 m³, veuillez commentez l'exemption proposée notamment pour la clientèle résidentielle d'Hydro-Québec. Autrement dit, serait-il possible que l'exception recherchée par Énergir vise plutôt les clients adhérant à un tarif biénergie d'un distributeur d'électricité ?

MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0171](#), 3^{ème} demande réamendée, p. 8 ;
 - (ii) Pièce [B-0163](#), *Conditions de service et Tarif*, article 14.4.6;
 - (iii) Pièce [B-0162](#), p. 6.

Préambule :

- (i) Énergir demande entre autres à la Régie de :

« **AUTORISER** Énergir à appliquer provisoirement, à compter du 1^{er} octobre 2023, les taux et grilles tarifaires soumis pour approbation présentés aux pièces Énergir-Q, Documents 6 et 10 ainsi que les paramètres mis à jour contenus à l'article 14.4.6 des CST se trouvant aux pièces Énergir-S, Documents 1 et 2; » [nous soulignons]

- (ii) « **14.4.6 INTERRUPTIONS**

1. *Le distributeur doit, sur une base annuelle, accorder la priorité de service aux clients interruptibles selon l'ordre croissant des paliers et, dans la mesure du possible, à l'intérieur de chacun des paliers, selon l'ordre décroissant des prix, tout en respectant le nombre maximum de jours d'interruption.*

Le nombre maximum de jours d'interruption est déterminé selon la grille suivante :

somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			nombre maximum de jours d'interruption*	
palier D _s	compris entre m ³ /jour	et m ³ /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	##54	##20
5.6	10 000	30 000	##54	##20
5.7	30 000	100 000	##55	##30
5.8	100 000	300 000	##56	##30
5.9	300 000	et plus	##58	##30

* applicable jusqu'à concurrence du volume projeté

»

(iii) « Le distributeur contactera les clients qu'il considère incapables de s'interrompre pour une année tarifaire donnée au plus tard le 30 septembre de l'année tarifaire précédente. Les modalités d'application de l'article 14.4.2.7 seront communiquées au client à cette occasion. Énergir présente ci-après les modifications aux CST qu'elle propose afin de l'encadrer. Plus précisément, Énergir propose d'ajouter un article dans la section relative au tarif de distribution D₅.

« 14.4.2.7 Clients réputés incapables de s'interrompre.

Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients réputés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire.

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.

Les modalités prévues à l'article 14.4.6 ne s'appliquent pas aux clients visés par le présent article. » »

Demandes :

- 19.1 Énergir demande l'application provisoire des paramètres mis à jour à l'article 14.4.6 des CST (référence (i)). Or, les nombres maximums de jours d'interruption aux volets A et B au tableau de la référence (ii) sont plutôt remplacés par « ## ». Veuillez expliquer et indiquer quels sont les paramètres mis à jour qu'Énergir demande d'appliquer provisoirement.
- 19.2 Veuillez élaborer sur la possibilité pour la Régie d'approuver, de façon provisoire, une condition de service.
- 19.3 Dans le cas où la Régie jugeait qu'il n'est pas souhaitable d'approuver de façon provisoire une condition de service, veuillez présenter une ou des solutions alternatives à l'entrée en vigueur provisoire telle que demandée par Énergir.
 - 19.3.1. Dans l'hypothèse où la Régie approuvait l'article 14.4.2.7 des CST, veuillez indiquer si cette (ou ces) solution(s) permettrai(en)t, entre autres, à Énergir de communiquer les modalités d'application de cet article aux clients au plus tard le 30 septembre prochain (référence (iii)).