

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 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.

Réponse :

Énergir confirme que les lignes « Total » étaient erronées. Une version révisée de la pièce a été déposée le 22 juin 2023 (B-0187), comprenant les corrections du tableau de la page 38 de la pièce Énergir-H, Document 6.

- 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.

Réponse :

Énergir confirme la compréhension de la Régie. Une version révisée de la pièce a été déposée le 22 juin 2023 (B-0187), comprenant les corrections du tableau de la page 39 de la pièce Énergir-H, Document 6.

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 $345 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ se comparent aux volumes de SÉMECS de $333 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$. 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.

Réponse :

Énergir est d’accord avec la fin du suivi en référence.

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)).

Réponse :

La durée moyenne des suivis de projets d'investissements déposés et complétés depuis le rapport annuel 2013 est de 2,75 ans.

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)).

Réponse :

Énergir comprend qu'un pourcentage de réalisation d'avancement des ventes équivaut à la proportion des volumes signés au moment du rapport annuel par rapport à ce qui était prévu pour cette période. Par exemple, au premier suivi déposé au rapport annuel, Énergir présenterait le pourcentage des volumes signés par rapport à la prévision à l'an 1. Au deuxième suivi déposé au rapport annuel, Énergir présenterait le pourcentage des volumes signés par rapport à la prévision à l'an 2. Au dernier suivi, Énergir présenterait le tableau complet.

Énergir pourrait fournir un pourcentage de réalisation des ventes lors des suivis intérimaires, ce qui demanderait un effort moindre que l'effort requis actuellement. Toutefois, Énergir se questionne quant à la valeur ajoutée de fournir une telle information puisqu'il ne s'agit que d'une indication sommaire de l'évolution des ventes sur laquelle il est difficile d'en tirer une quelconque conclusion. Sans contexte additionnel ou sans les projections de ventes mises en relation avec le pourcentage de réalisation des ventes, il pourrait être facile d'interpréter le résultat de la mauvaise façon.

De plus, comme indiqué à la pièce B-0049, Énergir-G, Document 3, les volumes ne sont pas à maturité au cours des premières années d'un suivi. Conséquemment, Énergir est d'avis que de présenter l'ensemble de l'information au cours du dernier suivi permettra à la Régie de prendre note de l'évolution du nombre de clients et des volumes de façon adéquate et au bon moment.

- 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)).

Réponse :

Dans le cas où les coûts projetés ne dépassaient pas 15 %, Énergir présenterait le tableau ci-dessous.

PROJECTION DES COÛTS GLOBAUX AU 30 SEPTEMBRE XXXX

(000 \$)

| | Budget initial (1) | Projection finale (2) | Écart (000 \$) (3) = (2) - (1) | Écart (%) (4) = (3) / (1) |
|--|-----------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| Projection des coûts globaux | XX | XX | XX | X |
| Contributions clients et externe (gouvernemental) nettes des frais de vérification | XX | XX | XX | X |
| Total Énergir | XX | XX | XX | X |

- 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.

Réponse :

Énergir déposera le suivi jusqu'à ce que les travaux soient complétés. Dans les cas où la durée de construction allait au-delà de la troisième année du suivi, Énergir déposerait un suivi intérimaire à l'année 3 et un suivi final détaillé une fois les travaux exécutés.

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)).

Réponse :

Énergir le confirme.

- 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)).

Réponse :

La baisse des volumes des années 2 à 5 s'explique par le fait que les volumes associés au chauffage de construction ne s'appliquent qu'à l'an 1 du plan. Bien que ces volumes soient

importants, ils ne représentent pas un nombre significatif de clients. Énergir soumet que le constat mentionné à la question 4.2 est également observé dans les causes tarifaires précédentes.

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.

Réponse :

Énergir confirme qu'un plan *a posteriori* après 3 ans du plan *a priori* 2019-2020 sera déposé au Rapport annuel 2022-2023.

Cependant, suivant la décision D-2019-124, paragr. 127, le premier plan *a posteriori* après 6 ans sera celui du plan *a priori* 2018-2019, qui a été déposé à la suite des modifications apportées à la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau (Méthode) en vertu de la décision D-2018-080. Ce suivi après 6 ans sera déposé au Rapport annuel 2024-2025.

Pour le plan *a priori* 2016-2017, seul un suivi des cas d'exception sera effectué au Rapport annuel 2022-2023, selon la même méthodologie qu'au dépôt du Rapport annuel 2021-2022¹.

¹ R-4209-2022, pièce B-0109, Énergir-14, Document 3, section 4.

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.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 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.

Réponse :

Énergir tient d'abord à préciser que la phrase présentée à la référence (iv) signifiait que les modifications proposées à la Méthode n'avaient pas d'impact *sur la présentation* des informations contenues dans les différentes pièces. Les données contenues dans ces pièces sont toutefois affectées.

La décision relative à la Méthode a été rendue le 10 février 2023. Énergir avait donc substantiellement entamé le processus de la cause tarifaire au moment où cette décision a été rendue. Les implications d'une mise à jour du plan de développement selon la Méthode sur toutes les composantes présentées au dossier tarifaire (notamment les livraisons prévues et les besoins d'approvisionnement) sont significatives et requièrent un temps de travail considérable. Afin de livrer les pièces de la cause tarifaire selon le calendrier attendu, la Méthode n'a pas été considérée dans la pièce de la référence (iii). Énergir estime toutefois que les conséquences d'avoir utilisé la période d'évaluation de 40 ans pour tous les clients sont relativement limitées, tant sur les besoins d'approvisionnement que sur la rentabilité attendue.

Afin d'appuyer cette affirmation, Énergir a évalué l'impact de la Méthode sur l'indice de profitabilité (IP) dans sa globalité. L'impact sur l'IP a été calculé à partir d'un scénario conservateur qui ne serait pas représentatif de la réalité, soit la situation où la Méthode serait applicable à 100 % de la nouvelle clientèle et sur l'ensemble de l'année 2023-2024. L'IP obtenu avec ce scénario est de 1,7. Ce résultat est beaucoup plus élevé que le seuil minimal de rentabilité globale exigible de 1,3². Énergir estime que le scénario correspondant à l'IP de 1,7 est très conservateur puisque la Méthode ne serait applicable que pour approximativement

² R-3867-2013, décision [D-2018-080](#), p. 80, paragr. 336.

50 % des nouveaux clients. Énergir soumet également que les volumes affectés par la Méthode ne représentent que 0,2 % des volumes annuels totaux distribués.

En résumé, en considérant le délai limité entre la décision relative à la Méthode et le dépôt de la cause tarifaire ainsi que l'IP du scénario conservateur largement au-dessus du seuil minimal de rentabilité globale exigible de 1,3, Énergir a jugé qu'il était préférable de ne pas considérer la Méthode dans la pièce de la référence (iii).

**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 règlementaires, 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).

Réponse :

Énergir dépose une version révisée de la pièce B-0086 (Énergir-K, Document 1).

- 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.

Réponse :

Les travaux en cours pour un projet de raccordement de GSR pour un projet inférieur au seuil de 4 M\$ sont inclus dans la base de tarification, ainsi que ses intérêts.

Lorsqu'il s'agit de travaux en cours pour un projet de raccordement de GRS qui est égal ou supérieur à 4 M\$, ces coûts sont hors base (CFR), jusqu'à leur inclusion dans 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).

Réponse :

À l'exception des projets pour lesquels les coûts de construction des conduites s'élèveraient à plus de 30 % de l'investissement total, Énergir ne répartit pas les coûts de projet entre la conduite et la station d'injection.

Comme l'analyse produite par Énergir pour appuyer sa demande (pièce B-0133, Énergir-Q, Document 14 du dossier R-4177-2021) a été faite en ne considérant que les coûts de construction de conduite, sans les coûts communs, Énergir considère que la méthode de répartition comptable ne s'appliquait pas à l'établissement du pourcentage des coûts de conduites sur l'investissement total.

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 RSPÉDE, 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^o son identité ;

2^o sa stratégie d'enchères ;

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

4^o 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).

Réponse :

Dans les états financiers, bien que la valeur totale des droits d'émission de GES acquis et de l'obligation liée aux droits d'émission de GES soit présentée, il n'y a aucune indication relative au nombre d'unités détenues par Énergir et à la quantité d'émissions de GES de la période. Par ailleurs, il n'y a aucune information sur les millésimes des droits détenus ou la période de conformité à laquelle ils se rattachent. Ainsi, il n'est pas possible de déduire le prix payé par Énergir pour l'acquisition des droits d'émission de GES ni de connaître précisément la stratégie d'achat d'Énergir pour chaque période de conformité. Énergir est

d'avis que les informations présentées aux états financiers ne créent aucun préjudice commercial.

Il y aurait toutefois un tel préjudice commercial si les intrants du calcul du tarif trimestriel proposé par Énergir étaient déposés publiquement. En effet, la publication sur une base trimestrielle des intrants pourrait donner suffisamment d'indices sur la participation potentielle d'Énergir à une prochaine enchère et, par conséquent, sur sa stratégie d'achat qui doit demeurer confidentielle.

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).

Réponse :

Le taux moyen de distribution de 30,61 ¢/m³ s'applique à l'entièreté du volume de GNT consommé de 10 000 m³, soit 9 500 m³ pour la chauffe et 500 m³ pour l'eau chaude.

Dans les cas de biénergie (scénarios 2 et 3), le volume restant est de 3 350 m³ et le taux moyen de distribution pour ce volume est de 38,09 ¢/m³. On obtient donc un revenu de distribution de 1 276 \$ par année (3 350 m³ x 38,09 ¢/m³/100), ce qui donne 6 380 \$ sur cinq ans.

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.

Réponse :

| | Participants (nombre) | GES évités (tonnes) | GSR engagés (m ³) | Coûts (\$) | Volumes de GNT évités (m ³) |
|------------------------|--------------------------|------------------------|----------------------------------|---------------|--|
| Biénergie + GSR | 402 | 6 453 | 1 007 712 | 1 290 615 | 3 359 095 |
| Biénergie | 534 | 8 291 | 0 | 1 658 276 | 4 316 008 |
| GSR | 834 | 7 890 | 4 107 288 | 1 578 109 | 4 107 357 |

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

Réponse :

À terme, le taux d'adhésion prévu au programme a été bonifié, ce qui se traduit par un nombre d'environ 3 000 participants par année, pour un budget d'environ 7 M\$.

- 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 | La somme du solde non amorti projeté en début d'exercice et des 12 mois de la période témoin est divisée par 13. |
| | D-89-03 | |
| | D-89-28 | L'amortissement s'échelonne sur une période de 5 ans, conformément aux directives de la Régie. |
| | D-92-26 | |
| | D-97-25 | 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. |
| | D-2004-196 D-2015-088 | |

- (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).

Réponse :

Une inversion de 0,9 M\$ s'est glissée dans la pièce de la référence (ii) entre les programmes commerciaux PRRC et PED. Le montant de 4,5 M\$ prévu à la référence (i) est exact. Énergir dépose une version révisée de la pièce B-0089, Énergir-L, Document 2.

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)).

Réponse :

Au moment de la décision D-97-25, l'amortissement cinq ans présenté à la référence (iii) visait à distinguer certaines aides financières versées par les programmes commerciaux PRC et PRRC, comme en témoigne l'extrait qui suit :

« En conséquence, la Régie est d'avis que la période d'amortissement des coûts des programmes doit être maintenue à cinq ans pour ceux dont les équipements leur permettent d'utiliser une autre forme d'énergie.

Pour les clients visés qui ne possèdent pas d'équipement pouvant utiliser d'autres formes d'énergie, il est justifié d'amortir ces coûts sur une période de dix ans puisqu'il est fort probable qu'ils utiliseront le gaz naturel durant la vie utile de leurs équipements. »

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. »

Énergir tient à préciser que pour avoir droit aux différentes aides financières permettant de compenser en partie les surcoûts des équipements biénergie, les clients doivent s'engager au moins 10 ans. À ce titre, Énergir considère que la période d'amortissement de 10 ans, utilisée pour les aides financières PRC et PRRC versées à la clientèle biénergie, respecte l'esprit de la décision D-97-25 puisque, du fait de son contrat :

- il est fort probable que le client biénergie utilisera le gaz naturel durant 10 ans;
- le client biénergie est tenu d'utiliser le gaz naturel lorsque les conditions prévues à l'entente s'appliquent (sans substitution possible avec l'électricité).

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).

Réponse :

Le solde projeté des programmes commerciaux au 1^{er} octobre 2023 de 82 097 k\$ représente une valeur nette comptable, c'est-à-dire la valeur des investissements d'origine des programmes commerciaux réduite de l'amortissement cumulé. Or, le calcul de l'amortissement n'est pas établi de manière dégressive à partir de la valeur nette, comptable, mais plutôt de manière linéaire à partir des valeurs d'origine des investissements, lesquelles

ne sont pas présentées dans la pièce mise en référence. De plus, les additions en programmes commerciaux de 2023-2024 ne doivent pas être considérées dans l'établissement de l'amortissement de 2023-2024, puisque leur amortissement ne débutera que l'année suivante, soit en 2024-2025.

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).

Réponse :

Le Tableau 1 présente les taux pour les calculs du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2023 et le Tableau 2 du 1^{er} janvier 2024 au 30 septembre 2024. Le sommaire par palier est présenté au Tableau 3.

Tableau 1 : Taux 2023

| Palier de volumes | | D (¢/m ³) | É (¢/m ³) | Taux (¢/m ³) |
|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| Borne inférieure (m ³) | Borne supérieure (m ³) | | | |
| 0 | 4 380 | 23,851 | 5,694 | 29,544 |
| 4 380 | 14 600 | 16,290 | 5,694 | 21,984 |
| 14 600 | 43 800 | 14,079 | 5,694 | 19,773 |
| 43 800 | 146 000 | 10,664 | 5,694 | 16,358 |
| 146 000 | 438 000 | 7,895 | 5,694 | 13,588 |
| 438 000 | 1 460 000 | 5,547 | 5,694 | 11,240 |

Tableau 2 : Taux 2024

| Palier de volumes | | D (¢/m ³) | É (¢/m ³) | Taux (¢/m ³) |
|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| Borne inférieure (m ³) | Borne supérieure (m ³) | | | |
| 0 | 4 380 | 24,328 | 5,808 | 30,135 |
| 4 380 | 14 600 | 16,616 | 5,808 | 22,424 |
| 14 600 | 43 800 | 14,361 | 5,808 | 20,168 |
| 43 800 | 146 000 | 10,877 | 5,808 | 16,685 |
| 146 000 | 438 000 | 8,053 | 5,808 | 13,860 |
| 438 000 | 1 460 000 | 5,658 | 5,808 | 11,465 |

Une erreur s'est glissée dans le calcul de la contribution GES au service de la Distribution. Un volume de 27 245 10³m³ a été utilisé alors que le volume converti projeté pour la Cause tarifaire 2023-2024 est de 26 038 10³m³ (comme présenté à la pièce B-0120, Énergir-N, Document 13). En fonction de ce volume de 26 038 10³m³, la contribution GES s'élève plutôt à 7 193 k\$, soit une baisse de 240 k\$ par rapport à la contribution GES présentée à la pièce B-0120. Le tableau 3 présente le sommaire par palier corrigé.

Tableau 3 : Sommaire par palier corrigé

| | 1 ^{er} oct. au 31 déc. 2023 | | | 1 ^{er} janv. au 30 sept. 2024 | | | 1 ^{er} oct. 2023 au 30 sept. 2024 | | |
|--------------|--------------------------------------|--------------|---------------------|--|--------------|---------------------|--|--------------|---------------------|
| | Volumes | Contribution | Taux | Volumes | Contribution | Taux | Volumes | Contribution | Taux |
| | (10 ³ m ³) | (000 \$) | (¢/m ³) | (10 ³ m ³) | (000 \$) | (¢/m ³) | (10 ³ m ³) | (000 \$) | (¢/m ³) |
| Palier 1 | 5 473 | 1 617 | 29,544 | 13 835 | 4 169 | 30,135 | 19 308 | 5 786 | 29,968 |
| Palier 2 | 447 | 98 | 21,984 | 1 942 | 435 | 22,424 | 2 389 | 534 | 22,342 |
| Palier 3 | 719 | 142 | 19,773 | 3 622 | 731 | 20,168 | 4 341 | 873 | 20,103 |
| Total | | 1 857 | | | 5 335 | | 26 038 | 7 193 | |

L'erreur notée au calcul de la contribution GES entraîne une hausse de 240 k\$ au revenu requis du service de distribution. Énergir propose d'effectuer la correction de cette erreur au moment de sa mise à jour du coût en capital prospectif et des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique des dépenses d'exploitation, prévue au mois d'août 2023.

PGEÉ

- 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 PGEÉ 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.

Réponse :

Énergir confirme 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 référence de gaz naturel de 70 %, mais précise qu'il s'agit de la consommation de référence en chauffage pour ces participants.

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

Réponse :

Les données prévisionnelles pour les années 2024-2025 et/ou 2025-2026 présentées à la référence (i) seront mises à jour advenant que les volets du PGEÉ visés à la référence (i) fassent l'objet de modifications ou d'ajustements budgétaires à la marge nécessitant l'approbation de la Régie lors des causes tarifaires 2024-2025 et/ou 2025-2026.

Dans tous les cas, en se basant notamment sur les résultats obtenus de la participation à l'offre biénergie d'ici 2025-2026, une mise à jour des prévisions similaires à celles illustrées à la

référence (i) sera présentée dans la Cause tarifaire 2026-2027 pour les années 2026-2027 et subséquentes. L'horizon exact de ces prévisions dépendra de l'horizon du prochain *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du gouvernement du Québec*, dans lequel les prévisions du PGEÉ d'Énergir seront intégrées.

En contrepartie, Énergir s'assurera que les données réelles présentées dans les prochains rapports annuels reflètent le plus fidèlement possible les impacts de la biénergie sur les économies nettes de gaz naturel.

- 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.

Réponse :

Une erreur s'est glissée à la deuxième phrase de la référence (i), qui devrait plutôt se lire comme suit : « Ce résultat s'explique en partie par l'augmentation de la taille des projets pour le volet *Rénovation*. » Une version révisée de la pièce Énergir-J, Document 2 est déposée.

Les prévisions relatives à la taille des projets du volet *Rénovation* pour la période 2024-2026 reposent sur les données réelles des participants pour les années 2019-2020 à 2021-2022, pour lesquelles un accroissement de taille moyenne des projets réalisés a été observé. Soulignons que la prévision de la taille des projets pour l'année 2022-2023 avait été préparée en 2018-2019 sur la base des données réelles des années antérieures.

Dans le même ordre d'idée, Énergir prévoit un accroissement de la taille des projets en efficacité énergétique d'ici 2025-2026 pour les sous-volets *Implantation CII*, *Implantation GE Industriel* et *Implantation GE Institutionnel* pris collectivement selon les modalités actuelles (référence (ii)). La taille prévue des projets au cours de la période 2024-2026 selon ce scénario est basée sur la taille des projets implantés durant les dernières années et de ceux en cours de réalisation, qui est supérieure à celle prévue pour l'année 2022-2023. Rappelons que la prévision de la taille des projets pour ces initiatives pour l'année 2022-2023 avait été établie en 2019-2020 sur la base des données réelles antérieures.

En somme, les prévisions d'Énergir au présent dossier prennent en considération les plus récentes données réelles disponibles pour qu'elles soient les plus précises possible.

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).

Réponse :

Suivant une analyse des calculs effectués par la Régie, Énergir a décelé des erreurs s'étant glissées dans les notes de bas page présentes à la pièce B-0128 (Énergir-Q, Document 4). Celles-ci sont sans impact sur les tarifs déposés. Ces erreurs découlent d'un problème de paramétrage des références suivant le changement de méthodologie. Énergir dépose une version révisée de la pièce à la référence (i) (Énergir-Q, Document 4). Le tableau suivant résume (en rouge) les correctifs apportés.

| N° ligne | M\$ | Mm ³ | \$/m ³ | ¢/m ³ |
|----------|-----------|-----------------|-------------------|------------------|
| | (1) | (2) | (3) | (4) |
| 10 | 132,959 ÷ | 6 653 = | 0,019985 × 100 = | 1,999 |
| 11 | 13,631 ÷ | 6 060 = | 0,002249 × 100 = | 0,225 |
| 18 | 132,959 ÷ | 6 631 = | 0,020051 × 100 = | 2,005 |
| 19 | 13,631 ÷ | 6 060 = | 0,002249 × 100 = | 0,225 |

Ainsi, Énergir confirme la correction apportée par la Régie à la colonne 1. Concernant les lignes 10 et 18 de la colonne 2, celles-ci n'étaient pas sous la bonne unité (1,0 10³m³ versus 1 Mm³). Quant aux lignes 11 et 19, à la colonne 2, les volumes contenaient erronément les volumes de GAC (80 Mm³). Pour ce calcul, seuls les volumes globaux hors GAC et D_R doivent être comptabilisés.

- 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).

Réponse :

| 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 | 17,4 | 13,4 |
| Mise en vigueur de la nouvelle formule du calcul d'équilibrage | 9,8 | 7,6 |
| Autre | 1,6 | 1,2 |
| Baisse des revenus d'équilibrage | 28,8 | 22,2 |
| Ajustement tarifaire du service d'équilibrage | 16,8 | 12,9 |

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.

Réponse :

L'écart négatif de 9,8 M\$ est pris en compte, car le changement de formule engendre une baisse de revenus. Énergir tenait à isoler afin de démontrer l'impact net d'un changement de méthodologie sur les tarifs d'équilibrage.

Tout d'abord, les revenus d'équilibrage sous l'ancienne formule ont été établis, comme présentés dans les précédentes causes tarifaires. Les nouveaux volumes projetés ainsi que les paramètres A, H et P (soit la consommation journalière moyenne, la consommation journalière d'hiver et la consommation journalière de pointe) ont été combinés aux tarifs approuvés afin de calculer des revenus d'équilibrage.

Une fois ce point de départ établi, les revenus d'équilibrage sous la formule actuelle ont été calculés. La formule actuelle introduit un taux moyen de pointe ainsi qu'un taux moyen autres en remplacement des facteurs d'espace et de pointe. De plus, la méthode actuelle élimine l'utilisation du coefficient H. Pour établir les taux moyens, les paramètres A et P ainsi que les volumes de la précédente cause tarifaire ont été utilisés. Utilisant ces taux moyens et les

nouveaux paramètres A et P, de nouveaux revenus d'équilibrage ont été calculés. En comparant les revenus sous la méthodologie précédente avec ceux de la formule actuelle, la formule actuelle génère 9,8 M\$ en moins.

La formule actuelle utilise le coefficient d'utilisation (CU), soit le paramètre A sur P (A/P) comme seul facteur modifiant le tarif personnalisé d'un client. Par conséquent, la nouvelle formule avantage les clients ayant un P plus près du A, et ce, de façon plus importante que la méthode précédente. Dans un cas contraire où les paramètres A et P se détériorent, l'écart grandit entre le A et le P, les revenus sous la formule actuelle seront supérieurs à la méthodologie précédente.

**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.

Réponse :

Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-Q, Document 12, notamment afin de demander l'abolition de l'actuel article 14.2.4 des CST dans le cas où elle approuvait les OMA proposées.

Énergir soumet que la contemporanéité du dépôt initial de la pièce Énergir-Q, Document 12 avec la phase 2 du dossier R-4169-2021³, dans lequel Énergir demandait une modification à l'article 14.2.4 des CST, l'ont incitée à repousser cette demande d'abolition.

Maintenant les décisions sur le fond et finale⁴ ayant été rendues dans le dossier susmentionné, Énergir ajuste sa demande.

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.

Réponse :

Comme expliqué à la pièce B-0136, Énergir-Q, Document 12 du présent dossier tarifaire, c'est la dichotomie entre la structure de coûts et la structure tarifaire actuelle qui motive la proposition d'Énergir.

Énergir soumet que les réflexions au sujet de la structure tarifaire au service de distribution qu'elle proposera dans le cadre de la phase 4 du dossier R-3867-2013 ne sont pas assez avancées à ce stade-ci pour statuer sur la nécessité de l'OMA en distribution proposée concurremment avec la future structure tarifaire.

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 ?

³ La Régie était en délibéré sur cette demande au moment du dépôt de la pièce B-0136.

⁴ R-4169-2021, décisions D-2023-068 et D-2023-072.

Réponse :

Énergir partage la compréhension de la Régie au sujet du type de clientèle admissible au tarif DT d'Hydro-Québec. Énergir soumet que certains types d'installations agricoles peuvent avoir des demandes de capacité de pointe relativement élevées. Énergir ne peut exclure la possibilité qu'un client agricole remplisse éventuellement les critères d'assujettissement des OMA proposées. Ainsi, Énergir soumet que l'exception recherchée vise bien les clients assujettis au tarif DT d'Hydro-Québec.

De plus, comme elle le notait dans les notes de bas de page n^{os} 2 et 4 aux pages 10 et 12 de la pièce B-0136 (Énergir-Q, Document 12), Énergir dépose une version révisée de cette pièce afin de prendre en compte les décisions D-2023-068 et D-2023-072 rendues après le dépôt de la pièce susmentionnée dans la phase 2 du dossier R-4169-2021.

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 D_s.*

« 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. » »

Demands :

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.

Réponse :

Énergir demande l’application provisoire des paramètres à l’article 14.4.6 des CST. Le nombre maximum de jours d’interruption est déterminé selon la grille suivante :

| palier D _s | Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible | | Nombre maximum de jours d’interruption* | |
|-----------------------|---|-------------------------|---|---------|
| | compris entre m ³ /jour | et m ³ /jour | Volet A | Volet B |
| 5.5 | 3 000 | 10 000 | 61 | 20 |
| 5.6 | 10 000 | 30 000 | 61 | 20 |
| 5.7 | 30 000 | 100 000 | 44 | 30 |
| 5.8 | 100 000 | 300 000 | 62 | 30 |
| 5.9 | 300 000 | et plus | 67 | 30 |

* Applicable jusqu’à concurrence du volume projeté.

Énergir propose d’intégrer les paramètres du nombre de jours d’interruption aux volets A et B de l’article 14.4.6 des CST dans la pièce Énergir-Q, Document 6 et dépose une version révisée de cette pièce en conséquence.

19.2 Veuillez élaborer sur la possibilité pour la Régie d’approuver, de façon provisoire, une condition de service.

Réponse :

Entre l’entrée provisoire des CST au 1^{er} octobre 2023 et l’entrée en vigueur définitive au 1^{er} décembre 2023, il n’y aura aucun changement dans les paramètres de l’article 14.4.6 des CST. Ainsi, l’approbation provisoire n’est pas susceptible d’être revue lors de l’approbation finale. De plus, Énergir considère ces paramètres de l’article 14.4.6 des CST comme faisant partie à part entière des taux présentés aux pièces Énergir-Q, Documents 6 et 10 qui entreront

aussi en vigueur de manière provisoire au 1^{er} octobre 2023. Comme mentionné à la réponse de la question 19.1, une solution alternative serait l'ajout du nombre de jours d'interruption dans la pièce Énergir-Q, Document 6 et Énergir dépose une version de cette pièce révisée en conséquence.

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 19.2.

- 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)).

Réponse :

En ce qui a trait à la possibilité de solutions alternatives, veuillez vous référer à la réponse à la question 19.2.

Par ailleurs, comme mentionnées à la proposition d'article 14.4.2.7 des CST (référence (iii)), les modalités prévues à l'article 14.4.6 ne s'appliquent pas aux clients visés par l'article 14.4.2.7. Énergir ne voit aucun enjeu à communiquer les modalités d'application aux clients assujettis à l'article 14.4.2.7 d'ici le 30 septembre 2023.