

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 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 GSR

- 1. Références :** (i) Pièce B-0060, p. 2, déposée sous pli confidentiel;
(ii) Dossier R-4220-2023, pièce [B-0014](#), p. 2, réponse à la question 1.2.

Préambule :

- (i) Énergir présente ses sources d'approvisionnement de GSR pour les années 2024 à 2027.
- (ii) « *Cela dit, le contrat d'approvisionnement en GSR a été signé le 28 mars 2023. Énergir soumet par ailleurs qu'elle respecte en tout temps les décisions de la Régie et confirme que le contrat respecte les caractéristiques décrites à la référence (iii) ».*

Demande :

- 1.1 La Régie note que la pièce à la référence (i) est datée du 31 mars 2023 et que le contrat mentionné à la référence (ii) a été signé le 28 mars 2023. Veuillez préciser si ce contrat est pris en compte dans les sources d'approvisionnement de GSR de la référence (i). Veuillez élaborer.

- 2. Références :** (i) Pièce B-0050, onglet *E-Hdoc6-pp.40-41*, déposée sous pli confidentiel;
(ii) Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#) portant sur l'Étape D, p. 103, par. 119.

Préambule :

- (i) Énergir présente ses sources d'approvisionnement de GSR pour les années 2023-2024 à 2032-2033.

- (ii) « *[419] En conséquence, la Régie demande à Énergir de déposer, lors des prochains dossiers tarifaires, les pièces suivantes :*

- *Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR – xxxx-xxxx »*
- *...;*
- *Liste des sources d'approvisionnement actuelles, telle que produite aux pièces B-0855 et B-0856 (en incluant les formules dans la pièce en format Excel); ».* [note de bas de page omise, nous soulignons]

Demande :

- 2.1 La Régie note que la pièce à la référence (i) n'inclut pas les formules, tel que demandé par la Régie (référence (ii)). Veuillez déposer une version corrigée en incluant les formules.

INCLUSION DES CLIENTS INTERRUPTIBLES DANS LA PRÉVISION DE LA
DEMANDE DU SERVICE CONTINU

3. **Référence :** Pièce [B-0054](#), p. 21.

Préambule :

« Lors de l'hiver 2022-2023, Énergir a cependant constaté que malgré l'application des nouvelles modalités des retraits interdits lors d'interruption, plusieurs clients interruptibles ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe.

Étant donné que les nouvelles modalités pour les retraits interdits sont très dissuasives, Énergir estime que la majorité des consommations en retraits interdits lors de cette journée de pointe était issue de clients qui ne peuvent pas réellement s'interrompre et qui n'ont pas trouvé de gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) pour cette journée.

Comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de ces clients du calcul de la demande continue met à risque la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, Énergir a inclus les clients qu'elle a estimé incapables de s'interrompre, en se basant sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de l'hiver 2022-2023, dans la demande du service continu dans le scénario de base du présent plan d'approvisionnement. Ceci permet d'assurer que leur consommation soit couverte lors d'une journée de pointe éventuelle.

Il est à noter que ceci n'a pas d'impact sur les contrats de ces clients, au niveau tarifaire. Ces clients demeurent au tarif de distribution D₅. Cependant, comme des outils couvrant leurs besoins auront été achetés afin de maximiser les revenus de transport, ces clients ne seront pas interrompus. Toutefois, afin de ne pas avantager ces clients lors des journées d'interruption, la consommation réelle qui aura été mesurée pour eux leur sera facturée au plus élevé du prix moyen du GAI ou du prix de la fourniture et du transport du distributeur.

Cette solution a été jugée comme étant la plus prudente et équitable à court terme, mais Énergir reconnaît qu'elle déroge à l'esprit du tarif interruptible. À cet effet, Énergir a amorcé des discussions avec l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) et rencontrera prochainement les autres clients du service interruptible. Ces rencontres ont pour objectif de proposer éventuellement à la Régie une solution pérenne au problème posé par les clients au tarif de distribution D₅ estimés incapables de s'interrompre. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

Demandes :

- 3.1 Veuillez préciser le nombre de clients interruptibles et les volumes inclus dans la prévision de la demande du service continu pour l'année 2023-2024. Veuillez également préciser l'impact sur la demande continue en journée de pointe, les outils d'approvisionnement en transport et les coûts du plan d'approvisionnement pour 2023-2024.
- 3.2 En excluant les clients interruptibles dans l'établissement de la demande du service continu, veuillez préciser si les outils d'approvisionnement en transport pour l'année 2023-2024 seraient en excédent.
- 3.3 Veuillez commenter votre affirmation selon laquelle la solution proposée déroge à l'esprit du tarif interruptible et élaborer (nombre de jours d'interruption, pénalités pour retraits interdits, etc.). Veuillez estimer l'effet sur la facture d'un client au tarif D₅ qui ne s'interrompt pas lors d'une journée d'interruption. Veuillez indiquer dans ce contexte si des modifications aux *Conditions de service et Tarif* sont requises.
- 3.4 Veuillez indiquer à quel moment et dans quel dossier Énergir prévoit proposer à la Régie la solution pérenne qui sera envisagée à la suite des discussions avec l'ACIG et les autres clients du service interruptible.
- 3.5 Considérant que certains clients ne peuvent s'interrompent, veuillez justifier qu'ils demeurent tout de même au tarif de distribution D₅.

PRÉVISIONS DU PGÉÉ

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0061](#), p. 12;
 - (ii) Pièce [B-0061](#), p. 17;
 - (iii) Pièce [B-0061](#), p. 18;
 - (iv) Pièce [B-0061](#), p. 20, note de bas de page 21;
 - (v) Pièce [B-0061](#), p. 22.

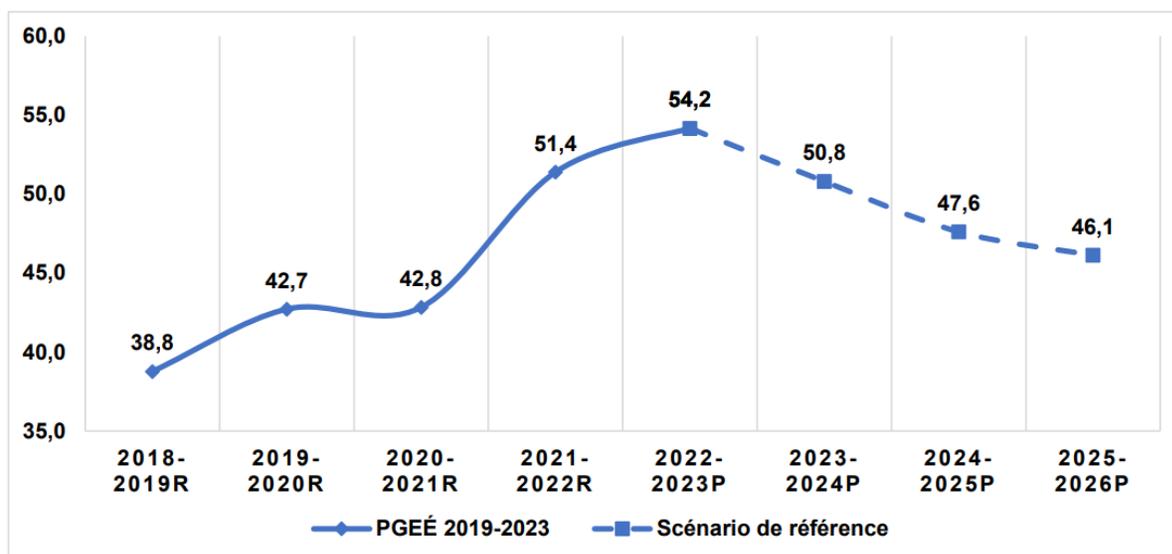
Préambule :

(i) « Au cours de la période 2024-2026, Énergir œuvrera dans un nouvel environnement où plusieurs facteurs exerceront une pression à la baisse sur les économies d'énergie du PGÉÉ si aucun changement n'est apporté aux stratégies actuelles, comme illustré dans le graphique 1 à la page suivante par le scénario de référence. Ces principaux facteurs se résument comme suit :

- *Les retraits déjà autorisés par la Régie des volets Chauffe-eau sans réservoir et Combo à condensation efficace du programme Appareils efficaces – Résidentiel en 2023;*
- *Les nouvelles normes de construction des bâtiments non résidentiels du Québec de 2022;*

- *La nouvelle réglementation fédérale visant les chaudières à gaz naturel domestiques (< 300 000 Btu/h) et les chauffe-eaux à gaz naturel commerciaux en 2023;*
- *La biénergie résidentielle et Affaires qui réduit la période de chauffage au gaz en hiver;*
- *Les limites technologiques des appareils efficaces au gaz naturel;*
- *La rareté de la main-d'œuvre pour planifier et gérer les projets d'efficacité énergétique chez les clients;*
- *Le coût croissant de l'achat et l'installation de mesures en efficacité énergétique qui allonge les PRI;*
- *Un ralentissement économique anticipé, notamment en réaction aux mesures de contrôle de l'inflation au Canada.*

Graphique 1 :
Économies d'énergie nettes sous le scénario référence 2024-2026 (Mm³)¹⁸



[nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « Comme indiqué dans la section précédente, Énergir prévoit que les neuf stratégies de croissances mentionnées résulteront à des économies nettes de 56,9 Mm³ en 2025-2026, représentant une augmentation des économies d'énergie nettes de 5 % par rapport à 2022-2023. Les efforts croissants d'Énergir se traduiront par une réduction importante de près de 9 320 900 tonnes de GES au cours de la période 2024-2026, comme illustré dans le tableau ci-dessous.

[...]

**Tableau 3 :
 Survol des prévisions du PGEÉ**

	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026
Économies nettes (Mm ³)	54,2	54,5	55,6	56,9	167,0
Réduction nette de GES (tonnes de CO ₂)	104 042	104 760	106 734	109 359	320 853
Budget total (M\$)	42,7	54,5	60,0	65,8	180,4
Aide financière (M\$)	38,1	49,1	53,8	59,0	161,9
Frais d'exploitation (M\$)	4,6	5,4	6,2	6,9	18,5

»

[nous soulignons]

(iii) « Entre 2022-2023 et 2025-2026, Énergir anticipe que les budgets annuels d'aide financière du PGEÉ augmentent de 55 % ou de 20,9 M\$ pour atteindre 59,0 M\$ en 2025-2026. Environ la moitié de cette augmentation résulte des stratégies de croissance proposées dans le cadre du présent dossier et de leur impact favorable attendu sur la participation. L'autre moitié découle de la maturation des ajustements antérieurs aux aides financières des volets Implantation CII et GE autorisés par la Régie en novembre 2020 en considérant les délais d'implantation des projets. Par conséquent, sans les modifications proposées au présent dossier, le budget d'aide financière aurait crû tout de même de 11,1 M\$ ou de 29 % entre 2022-2023 et 2025-2026 pour atteindre 49,2 M\$ en 2026. » [nous soulignons]

(iv) « Les économies unitaires de certains volets ont été révisées à la baisse afin de tenir compte de la consommation de gaz naturel moindre pour les clients participants à la biénergie installant des mesures d'économies d'énergie dans le cadre du PGEÉ au cours de la période 2024-2026. Les initiatives visées sont les suivantes : i) les volets Thermostat intelligent et Chaudière efficace du programme Appareils efficaces – Résidentiel; ii) les volets Thermostat intelligent – petits clients CII, Chaudière à efficacité intermédiaire et Chaudière à condensation du programme Appareils efficaces – Affaires; iii) les volets Rénovation et Nouvelle construction du programme Construction et rénovation efficaces; et iv) le volet Recommissionning du programme Diagnostic et mise en œuvre efficaces. »

(v) « L'impact des dépenses d'exploitation et des aides financières prévues durant les années 2023-2024, 2024-2025 et 2025-2026 sur les revenus annuels de distribution durant ces années, donc sur les tarifs, est estimé à environ 1 %, soit à 0,96 % en 2023-2024, à 1,14 % en 2024-2025 et à 1,16 % en 2025-2026. Ces impacts prennent en considération, entre autres, que les aides financières sont capitalisées et amorties sur une période de 10 ans à la suite de la décision D-2017-094 de la Régie. »

Demandes :

4.1 Veuillez valider et compléter les informations du tableau suivant, établi à partir des références (i) à (iii).

Tableau - Prévisions du PGEÉ (2023-2026)
 selon les stratégies de croissance proposées et le scénario de référence

Scénario de référence	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026	Variation 2026/2023
Économies nettes (Mm ³)	54,2	50,8	47,6	46,1	198,7	-15%
Réduction nette de GES (tonnes de CO ₂)	104 042					
Budget total (M\$)	42,7					
Aide financières	38,1			49,2		29%
Frais d'exploitation	4,6					
Scénario du PGEÉ 2024-2026	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026	Variation 2026/2023
Économies nettes (Mm ³)	54,2	54,5	55,6	56,9	167,0	5%
Réduction nette de GES (tonnes de CO ₂)	104 042	104 760	106 734	109 359	320 853	5%
Budget total (M\$)	42,7	54,5	60,0	65,8	180,4	54%
Aide financières	38,1	49,1	53,8	59,0	161,9	55%
Frais d'exploitation	4,6	5,4	6,2	6,9	18,5	50%

4.2 Veuillez élaborer sur l'importance relative des principaux facteurs présentés à la référence (i) qui expliquent la baisse des économies d'énergie du PGEÉ dans le scénario de référence, en précisant notamment votre hypothèse concernant le ralentissement économique anticipé.

4.3 Veuillez présenter les calculs de la révision à la baisse des économies d'énergie unitaires de gaz naturel et d'électricité générées pour les volets mentionnés à la référence (iv).

4.4 Veuillez présenter les données (coût de service détaillé) à partir desquelles a été calculée la part du PGEÉ au revenu requis de distribution pour chacune des années présentées à la référence (v).

INTÉGRATION DES BNÉ DANS LES TESTS ÉCONOMIQUES DU PGEÉ

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0061](#), p. 104;
 - (ii) Pièce [B-0061](#), p. 106, Tableau 37 ;
 - (iii) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0502](#), p. 44, Tableau 22 ;
 - (iv) Pièce [B-0061](#), p. 99 ;
 - (v) Pièce [B-0061](#), p. 99, référant à la décision [D-2019-088](#), par. 515.

Préambule :

(i) « Les valeurs des ajouts génériques utilisées par Énergir dans le présent dossier sont présentées dans le tableau 37 et sont celles produites dans le cadre du Dossier tarifaire 2016-2017 par la firme Dunsky expertise en énergie. Énergir est d'avis que ces valeurs sont toujours

pertinentes puisqu'elles reposent sur les données les plus récentes pour la quantification des BNÉ pour le secteur gazier. La méthodologie d'estimation des ajouts génériques d'Énergir est discutée dans le rapport de la firme de consultant déposé lors de la Cause tarifaire 2016-2017». [nous soulignons] [note de bas de pas omise]

(ii) Énergir présente, au tableau 37, les ajouts génériques des bénéfiques non énergétiques (BNÉ) en pourcentage pour chacun des volets du PGEE ainsi que le TCTR ratio 2022-2023 avec et sans BNÉ.

(iii) Dans son rapport daté du 21 mai 2015 et intitulé « *Analyse des bénéfiques non énergétiques des programmes d'efficacité énergétique* », Dunsky présente au tableau 22 de l'annexe 1, pour chacun des volets du PGEE, les ajouts génériques suggérés pour les participants, pour l'administrateur de programme et au total. Lorsqu'applicable, les pourcentages totaux sont présentés au tableau 37 de la référence (ii).

(iv) Énergir présente le calendrier pour les autres travaux d'évaluation 2019-2026 soit ceux relatifs à l'étude du potentiel d'économies d'énergie, les coûts évités, la mise à jour méthodologique des effets de distorsion et le bénévolat.

(v) Énergir cite le paragraphe 515 de la décision D-2019-088 lequel précise les tests économiques requis pour l'évaluation économique du PGEE d'Énergir et leurs formes lors d'un prochain Plan directeur :

« La Régie demande aux Distributeurs de présenter, dans le cadre de l'examen du prochain plan directeur, pour chacun des programmes, volets, sous-volets et mesures, les résultats du TAP et de tout autre test qu'ils considèrent approprié ou pertinent, sous forme monétaire et sous forme de ratio. Ces tests pourront être présentés en plus des tests traditionnellement présentés, soit le TCTR, le TP et le TNT. Tous ces tests devront être documentés en ce qui a trait à leurs objectifs, leur application, leurs hypothèses, leurs formules de calcul et leurs intrants. Il en va de même pour tout BNÉ proposé, le cas échéant. Les prévisions des tests économiques avec et sans BNÉ devront être adéquatement identifiées ».

[...]

En conformité avec la décision D-2019-088, Énergir présente les résultats du TAP sous forme monétaire et de ratio pour chacun des programmes, volets et sous-volets du PGEE 2024-2026. Les formules de calcul du TAP sont décrites au Lexique ».

[nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demandes :

5.1 Considérant que l'étude sur les BNÉ date de 2015 (référence (iii)), veuillez indiquer à quel moment cette étude sur la quantification des BNÉ devrait être mise à jour. Veuillez élaborer.

- 5.2 Veuillez préciser si la mise à jour de cette étude serait semblable au rapport intitulé « *Analyse des bénéfices non énergétiques des programmes d'efficacité énergétique* » à la référence (iii) et si d'autres approches seraient considérées pour les valeurs des BNÉ.
- 5.3 Veuillez commenter l'ajout de la mise à jour de cette étude, le cas échéant, au calendrier des autres travaux d'évaluation à la référence (iv).
- 5.4 Veuillez expliquer les hypothèses utilisées pour les ajouts génériques de 18 % attribués aux nouveaux volets du PGEÉ « Entretien des purgeurs de vapeur » et « Optimisation des chaufferies » à la référence (ii) qui n'ont pas été proposés par le consultant Dunsky à la référence (iii).
- 5.5 En suivi de la décision D-2019-088, veuillez présenter l'objectif, l'application et les hypothèses du Test de l'administrateur public (TAP), comme indiqué à la référence (v).