

**RÉPONSES D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
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<sup>ER</sup> 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.

**Réponse :**

Ce contrat n'est pas pris en compte dans la référence (i). Afin d'être en mesure de produire toutes les pièces du plan d'approvisionnement, Énergir utilise et fixe les informations lui étant disponibles quelques semaines en amont du dépôt de la première vague de pièces, soit en l'espèce le 31 mars 2023. C'est pourquoi le contrat d'approvisionnement en GSR signé le 28 mars 2023 n'est pas inclus dans la référence (i).

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.

**Réponse :**

Une version révisée du fichier Excel en accès restreint incluant les formules de la pièce Énergir-H, Document 6 en référence (i) est déposée au dossier.

## 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 D<sub>5</sub>. 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 D<sub>5</sub> 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.

**Réponse :**

En prévision pour l'année 2023-2024, 22 clients interruptibles représentant un volume de 83,7 Mm<sup>3</sup> ont été inclus dans la demande du service continu. Le transfert de ce volume interruptible au continu a pour impact d'augmenter la demande continue en journée de pointe à 570 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

Si l'on exclut la consommation de ces clients interruptibles de la demande continue, les outils en transport pour l'année 2023-2024 seraient en excédent de 409 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Lorsqu'on inclut la consommation des 22 clients susmentionnés à la demande continue, il y a un manque de 161 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour répondre à la demande de pointe.

Par conséquent, un outil de service de pointe supplémentaire a été prévu pour compléter le besoin en pointe. L'estimation du coût de ce service de pointe par Énergir est mentionnée à la ligne 6 de la page 24 de la pièce B-0055, Énergir-H, Document 3.

Au réel, la liste de clients interruptibles à prévoir dans la demande du service continu sera révisée après consultations avec ces derniers lors de la révision budgétaire 0/12, ce qui pourrait faire varier le nombre et le besoin anticipé en pointe. Également, la demande de l'ensemble de la clientèle du service continu sera également révisée au 0/12 et pourrait donc faire varier l'impact au niveau des outils de l'inclusion des clients interruptibles qui ne peuvent pas s'interrompre.

- 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.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1.

- 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 D<sub>5</sub> 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.

**Réponse :**

Selon Énergir, la solution proposée déroge de l'esprit du tarif interruptible car les clients incapables de s'interrompre ne seront pas interrompus lors des journées d'interruption. Le nombre de jours d'interruption pour ces clients sera donc nul.

Actuellement, l'ensemble des clients au tarif D<sub>5</sub>, lors des journées visées par un avis d'interruption où ils ne sont pas en mesure de s'interrompre, se voient facturer une pénalité pour retraits interdits fixée à 5 \$/m<sup>3</sup> en vertu de l'article 14.4.2.6 des *Conditions de service et Tarif* (CST). Avec la solution proposée, les clients qu'Énergir aura inclus dans la prévision de la demande du service continu au terme des consultations lors de la révision budgétaire 0/12 seront plutôt facturés lors de ces journées au plus élevé du prix moyen du gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) et du prix de la fourniture et du transport du distributeur lors des journées où ils auraient normalement été interrompus. Selon les conditions de marché observées au cours des deux dernières années, le prix moyen du GAI peut quotidiennement varier entre 0,40 \$/m<sup>3</sup> et 2,50 \$/m<sup>3</sup>.

Énergir propose des modifications aux CST dans la pièce Énergir-R, Document 1, afin de refléter la solution proposée.

- 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.

**Réponse :**

Énergir proposera une solution pérenne le plus rapidement possible dans le cadre d'une prochaine cause tarifaire, idéalement celle de 2024-2025.

- 3.5 Considérant que certains clients ne peuvent s'interrompent, veuillez justifier qu'ils demeurent tout de même au tarif de distribution D<sub>5</sub>.

**Réponse :**

Actuellement, aucune disposition aux CST ne permet de modifier le tarif d'un client adhérent au tarif D<sub>5</sub> en se basant sur sa capacité à s'interrompre ou pas. Toutefois, afin de respecter l'esprit du tarif interruptible, une solution pérenne sera proposée dans le cadre d'une prochaine cause tarifaire.

**PRÉVISIONS DU PGEÉ**

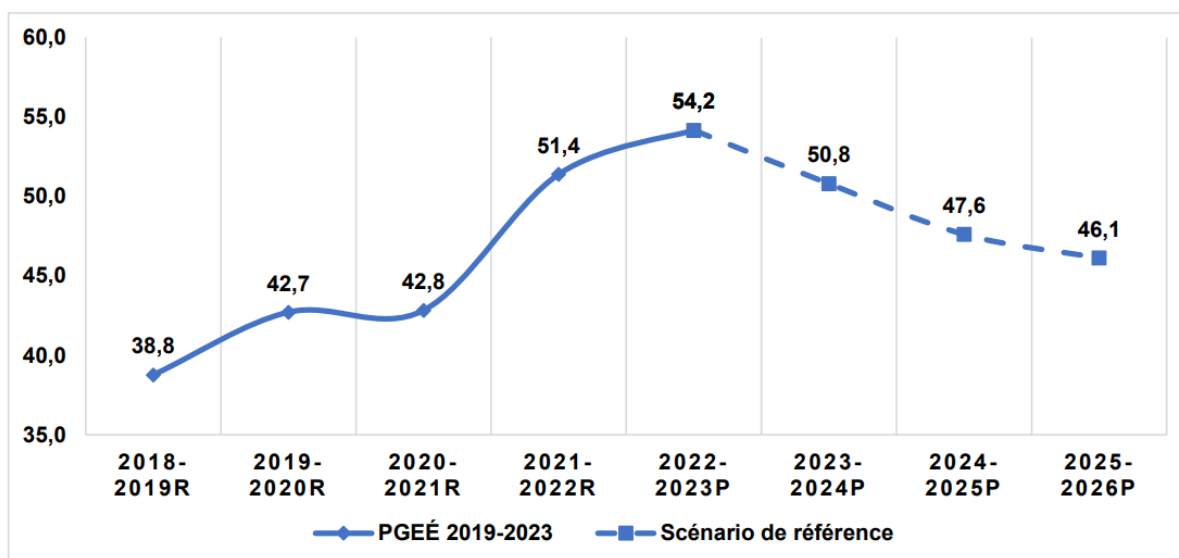
4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0061](#), p. 12;
  - (ii) Pièce [B-0061](#), p. 17;
  - (iii) Pièce [B-0061](#), p. 18;
  - (iv) Pièce [B-0061](#), p. 20, note de bas de page 21;
  - (v) Pièce [B-0061](#), p. 22.

**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 PGEÉ 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 (Mm<sup>3</sup>)<sup>18</sup>



[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 Mm<sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> )	54,2	54,5	55,6	56,9	167,0
Réduction nette de GES (tonnes de CO <sub>2</sub> )	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. »

## Demandses :

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 <sup>3</sup> )	54,2	50,8	47,6	46,1	198,7	-15%
Réduction nette de GES (tonnes de CO <sub>2</sub> )	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 <sup>3</sup> )	54,2	54,5	55,6	56,9	167,0	5%
Réduction nette de GES (tonnes de CO <sub>2</sub> )	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%



**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente les informations demandées par la Régie.

Il est à noter que les économies nettes prévues au cours de la période 2024-2026 sont de 144,5 Mm<sup>3</sup> et non de 198,7 Mm<sup>3</sup>, comme le présente le tableau préparé par la Régie.

**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 <sup>3</sup> )	54,2	50,8	47,6	46,1	144,5	-15 %
Réduction nette GES (tonnes de CO <sub>2</sub> )	104 042	97 515	91 373	88 493	277 381	-15 %
Budget total (M\$)	42,7	49,5	49,1	48,5	147,0	14 %
Aides financières	38,1	44,8	44,1	43,3	132,2	14 %
Frais d'exploitation	4,6	4,7	4,9	5,2	14,9	13 %
Scénario du PGEÉ 2024-2026	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026	Variation 2026/2023
Économies nettes (Mm <sup>3</sup> )	54,2	54,5	55,6	56,9	167,0	5 %
Réduction nette GES (tonnes de CO <sub>2</sub> )	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 %
Aides 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 %

Énergir tient à clarifier la portée du budget d'aide financière de 49,2 M\$ pour l'année 2025-2026 sous le scénario de référence (référence (iii)). Ce montant reflète le budget d'aide financière en 2025-2026 en absence i) des modifications proposées pour les volets existants *Étude et Implantation* et *Système de gestion de l'énergie* et pour le programme existant *Énergie renouvelable*; et ii) de l'ajout proposé des nouveaux volets *Entretien des purgeurs à vapeur* et *Optimisation des chaufferies*.

Bien que ces modifications et ajouts soient importants, ils ne représentent pas la totalité des stratégies de croissance présentées dans le présent dossier<sup>1</sup>. En absence de l'ensemble des stratégies de croissance proposées, le budget d'aide financière pour l'année 2025-2026 aurait été de 43,3 M\$ sous le scénario de référence. Pour plus de précision, le texte de la référence (iii) aurait ainsi dû se lire comme suit :

« 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 75 % de cette augmentation résulte des stratégies de croissance proposées dans le cadre du présent dossier et de leur impact favorable attendu sur la

<sup>1</sup> Énergir-J, Document 2, pp. 13-15.

participation. Le 25 % restant découle principalement 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 5,2 M\$ ou de 14 % entre 2022-2023 et 2025-2026 pour atteindre 43,3 M\$ en 2026. »

Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-J, Document 2 pour refléter le nouveau texte ci-haut présenté.

- 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.

**Réponse :**

D'emblée, il est important de souligner que les prévisions d'économies d'énergie nettes, des réductions nettes de GES et budgétaires du PGEÉ au cours de la période 2024-2026 sous le scénario de référence ne reposent pas sur un exercice prévisionnel aussi détaillé que celui du scénario du PGEÉ 2024-2026, comme en fait foi les fiches présentées à la pièce B-0062, Énergir-J, Document 3.

Les prévisions du scénario de référence ont été établies par programme en considérant l'effet variable d'un programme à l'autre découlant des principaux facteurs présentés à la référence (i) en l'absence de modifications au PGEÉ d'Énergir. Les prévisions par programme ont par la suite été additionnées pour établir le scénario de référence.

L'objectif de ce scénario de référence est d'illustrer la perspective d'Énergir en considérant les effets négatifs observés et anticipés de ces principaux facteurs sur les économies nettes prévues d'ici 2026 et en les traduisant d'une manière quantitative dans un scénario permettant à la Régie d'apprécier la nécessité des améliorations proposées à son PGEÉ au présent dossier.

Quoiqu'elle ait pu varier d'un programme à l'autre, de manière générale, l'importance relative de chacun des principaux facteurs qu'Énergir leur a accordée est présentée dans le tableau ci-dessous.

Principaux facteurs	Importance relative
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	Faible
Les nouvelles normes de construction des bâtiments non résidentiels du Québec de 2022	Moyen
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	Moyen
La biénergie résidentielle et Affaires qui réduit la période de chauffage au gaz en hiver	Moyen
Les limites technologiques des appareils efficaces au gaz naturel	Moyen
La rareté de la main-d'œuvre pour planifier et gérer les projets d'efficacité énergétique chez les clients	Fort
Le coût croissant de l'achat et l'installation de mesures en efficacité énergétique qui allonge les PRI	Fort
Un ralentissement économique anticipé, notamment en réaction aux mesures de contrôle de l'inflation au Canada	Moyen

Les hypothèses d'Énergir concernant le ralentissement économique anticipé sont présentées au tableau 2 de la pièce B-0052<sup>2</sup>.

- 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).

**Réponse :**

Les calculs pour la révision à la baisse des économies unitaires ou des gains unitaires de gaz naturel pour les volets mentionnés à la référence (iv) sont présentés dans les deux tableaux ci-dessous.

Quant aux gains unitaires électriques, Énergir ne les a pas révisés à la hausse considérant le déploiement en cours de l'offre de la biénergie dans le secteur résidentiel et l'implantation à venir de la biénergie pour les clients commerciaux et institutionnels, ce qui reflète une approche conservatrice des économies électriques prévues pour les volets *Thermostat intelligent – résidentiel*, *Nouvelle construction* et *Remise au point des systèmes mécaniques*. Cet ajustement pourrait cependant être effectué lorsque les données sur la participation à ces volets par des clients ayant opté pour la biénergie seront disponibles en quantité suffisante, notamment lorsque le volet commercial et institutionnel de la biénergie sera lancé.

<sup>2</sup> [Énergir-H, Document 2, page 5.](#)

Impact de la biénergie sur les économies ou gains unitaires pour les volets des programmes <i>Appareils efficaces - Résidentiel et Appareils efficaces - Affaires</i>			
Volet	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>Thermostat intelligent - résidentiel</b>			
Économies unitaires du volet avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	75	75	75
Part des thermostats installés par PCGN ou constructeurs (B)	21%	21%	21%
Part des thermostats installés par PCGN ou constructeurs en mode biénergie (C)	60%	70%	80%
Réduction des économies unitaires pour participants du volet en mode biénergie (D)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires du volet (E = B * C * D)	-9%	-10%	-12%
Économies unitaires du volet après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + E))	68	67	66
<b>Chaudière efficace*</b>			
Économies unitaires avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	486	S.O.	S.O.
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	60%	S.O.	S.O.
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	S.O.	S.O.
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	-42%	S.O.	S.O.
Économies unitaires après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + D))	282	S.O.	S.O.
<b>Chaudière à efficacité intermédiaire</b>			
Gain unitaire avant impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (A)	0,00267	0,00267	0,00267
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	0%	2%	3%
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	0%	-1%	-2%
Gain unitaire après impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (= A * (1 + D))	0,0027	0,0026	0,0026
<b>Thermostat intelligent - Petits clients (projet pilote)</b>			
Économies unitaires du volet avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	275	275	275
Part des thermostats installés par PCGN ou constructeurs (B)	34%	34%	34%
Part des thermostats installés par PCGN ou constructeurs en mode biénergie (C)	10%	25%	40%
Réduction des économies unitaires pour participants du volet en mode biénergie (D)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires du volet (E = B * C * D)	-2%	-6%	-10%
Économies unitaires du volet après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + E))	268	259	249
<b>Chaudière à condensation : appareils &lt; 300 000 Btu/h*</b>			
Gain unitaire avant impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (A)	0,0062	S.O.	S.O.
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	3%	S.O.	S.O.
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	S.O.	S.O.
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	-2%	S.O.	S.O.
Gain unitaire après impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (= A * (1 + D))	0,0060	S.O.	S.O.
<b>Chaudière à condensation : appareils ≥ 300 000 Btu/h</b>			
Gain unitaire avant impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (A)	0,0059	0,0059	0,0059
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	5%	7%	10%
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	-4%	-5%	-7%
Gain unitaire après impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (= A * (1 + D))	0,0057	0,0056	0,0055

\* Ce volet prend fin en 2023-2024.

Impact de la biénergie sur les économies unitaires pour les volets des programmes <i>Construction et rénovation efficaces et Diagnostic et mise en oeuvre efficaces</i>			
Volet	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>Rénovation</b>			
Économies unitaires du volet avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	81 917	63 384	52 413
Part des serres dans les économies unitaires (B)	21%	21%	21%
Part des participants du volet étant en mode biénergie (C)	0%	5%	7%
Réduction des économies unitaires pour participants du volet en mode biénergie (D)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires du volet (E = (1-B) * C * D)	0%	-3%	-4%
Économies unitaires du volet après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + E))	81 917	61 631	50 384
<b>Nouvelle construction</b>			
Économies unitaires avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	70 579	58 622	44 332
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	0%	0%	5%
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	0%	0%	-4%
Économies unitaires après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + D))	70 579	58 622	42 781
<b>Remise au point des systèmes mécaniques</b>			
Économies unitaires avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	30 110	30 110	30 110
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	0%	5%	7%
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	0%	-4%	-5%
Économies unitaires après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + D))	30 110	29 056	28 634

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).

### Réponse :

Le tableau suivant présente les données relatives au coût de service à partir desquelles Énergir a calculé la part du PGEÉ au revenu requis de distribution. Le coût de service de distribution a été estimé en fonction du coût de service prévu au dossier tarifaire 2022-2023 de 709,3 M\$, auquel ont été ajoutés les coûts marginaux attribuables au PGEÉ pour chaque année de référence.

## Effet marginal annuel du PGEÉ sur le coût de service en distribution

	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Dépenses d'exploitation (M\$)	0,8	0,8	0,6
Amortissement (M\$)	3,8	5,0	5,4
Impôt (M\$)	0,4	0,5	0,5
Rendement (M\$)	1,9	2,1	2,1
<b>Total – Part du PGEÉ (M\$)</b>	<b>6,9</b>	<b>8,4</b>	<b>8,6</b>
<b>Coût de service en distribution (M\$)</b>	<b>716,7</b>	<b>725,1</b>	<b>733,7</b>
<b>Total – Part du PGEÉ (%)</b>	<b>0,96 %</b>	<b>1,14 %</b>	<b>1,16 %</b>

## 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 PGEÉ 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 PGEÉ, 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 PGEÉ 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.

### **Réponse :**

Dans sa décision D-2015-181, la Régie ne s'était pas prononcée sur la demande du Distributeur d'intégrer les BNÉ aux tests économiques dans le cadre du dossier R-3879-2014<sup>3</sup>. Comme précisé à la référence (i), 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.

Dans ce contexte, Énergir n'a pas prévu mettre à jour cette étude ni réaliser toute autre étude sur le sujet d'ici 2026.

Advenant une décision favorable de la Régie sur l'intégration des BNÉ aux différents tests de rentabilité applicables, Énergir pourrait déposer ultérieurement une mise à jour de l'étude déposée au dossier R-3879-2014. Cette mise à jour serait alors ajoutée au calendrier d'évaluation et les budgets requis seraient présentés à la marge dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire.

- 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.

### **Réponse :**

Énergir juge qu'il est prématuré de répondre à cette question pour le moment. Le cas échéant, Énergir pourra préparer le mandat d'évaluation des BNÉ en conséquence et permettre à la firme externe qui sera chargée de le réaliser d'évaluer la méthode utilisée dans l'étude déposée au dossier R-3879-2014, de la mettre à jour si cette méthode est toujours pertinente

---

<sup>3</sup> Décision D-2015-181, paragr. 535.



ou de proposer une autre méthode plus adaptée, au besoin, tout en s'assurant que les coûts associés sont jugés raisonnables.

- 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).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.1.

- 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).

**Réponse :**

Dans l'étude des BNÉ de 2015 déposée au dossier R-3879-2014, tous les équipements efficaces subventionnés dans le marché Affaires bénéficiaient d'un ajout générique de 18 % pour capturer les BNÉ de ces appareils.

Énergir est d'avis que les équipements subventionnés dans le cadre des deux nouveaux volets ont des caractéristiques similaires à ceux des équipements efficaces du marché Affaires visés dans l'étude de 2015. Par conséquent, Énergir a retenu un ajout générique de 18 % pour refléter les BNÉ associés aux deux nouveaux volets.

- 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).

**Réponse :**

Le TAP a pour objectif de refléter la perspective du Distributeur et comprend les coûts et bénéfices du réseau du Distributeur<sup>4</sup>.

Comme indiqué à la page 99 de la pièce Énergir-J, Document 2, le TAP a été calculé et ainsi appliqué à tous les programmes, les volets et les sous-volets du PGEÉ 2024-2026.

Les formules de calcul du TAP sont décrites au lexique de la pièce Énergir-J, Document 2. Les hypothèses de calcul pour le TAP sont présentées i) aux sections 14.2 et 14.3 de cette pièce pour, respectivement, le taux d'actualisation et les coûts évités et ii) dans les fiches détaillées des programmes, volets et sous-volets du PGEÉ incluses dans la pièce B-0062, Énergir-J, Document 3, pour les autres variables du calcul suivantes : économies nettes, budgets d'aide financière et de frais d'exploitation, durée de vie des économies.

---

<sup>4</sup> [National Standard Practice Manual for assessing Cost-effectiveness of Energy Efficiency Ressources, Edition 1, Spring 2017, p. 110.](#)