
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR)
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA FCEI**

VISION À LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

Question 1 :

Références :

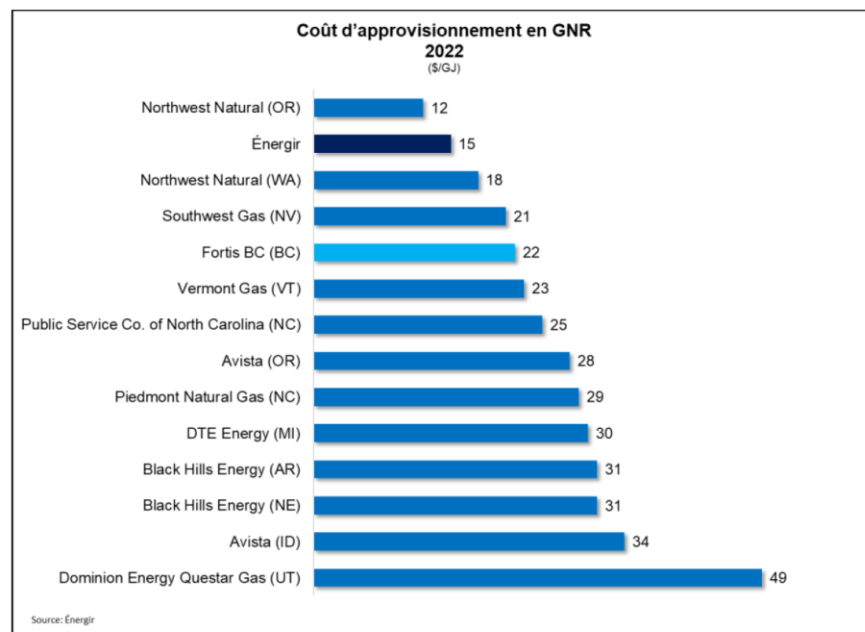
- (i) B-0005, p. 37, graphique 22
- (ii) B-0005, p. 38, tableau 3

Préambule :

(i)

de ces besoins, on retrouve une grande variété de coûts d'approvisionnement. Comme l'illustre le graphique suivant, les coûts d'approvisionnement en GNR d'Énergir pour 2022 se compareraient avantageusement vis-à-vis des autres distributeurs gaziers pouvant vendre du GNR à leur clientèle.

Graphique 22 ¹²



(ii)

« L'injection d'hydrogène dans le réseau gazier ne constitue pas un secteur prioritaire. Toutefois, la valorisation de l'hydrogène qui est généré comme sous-produit industriel (hydrogène fatal) peut être admise à cette fin. »

Questions :

1.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que le coût d'acquisition du GNR payé par les utilités dépend de son intensité carbone dans la plupart des marchés.

Réponse :

1 Énergir ne dispose pas des informations lui permettant de confirmer ou d'infirmier si leur coût
2 d'acquisition du GNR dépend ou non de l'intensité carbone du GNR acquis.

1.2 Veuillez indiquer si Énergir dispose de l'information nécessaire pour comparer le coût des approvisionnements en GNR par tonnes de GES évité et, le cas échéant, présenter cette information.

Réponse :

3 Énergir ne dispose pas de ces informations.

1.3 Veuillez indiquer pourquoi, au graphique 22, le coût d'approvisionnement en GNR n'est pas présenté pour plusieurs des entreprises se trouvant au tableau 3. Si l'information est disponible, veuillez la présenter.

Réponse :

4 Comme mentionné en note de bas de page du graphique 22, l'information présentée est celle des
5 distributeurs ayant publié des informations concernant leur approvisionnement en GNR. Les
6 entreprises du tableau 3 qui ne se retrouvent pas dans le graphique 22 ne diffusent pas
7 d'informations permettant d'établir le coût d'approvisionnement en GNR.

- 1.4 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer pour chaque entreprise pour laquelle une cible est indiquée si la cible est imposée par une autorité externe ou s'il s'agit d'une cible interne établie par le distributeur.

Réponse :

**Tableau Q-1.4
Type de cible d'injection de GNR pour certains distributeurs gaziers**

Entreprise	Type de cible
Fortis BC	Imposée par une autorité externe
Vermont Gas	Cible interne
Énergir	Imposée par une autorité externe
Enbridge	Cible interne
Gazifère	Imposée par une autorité externe
SoCalGas	Imposée par une autorité externe (12 %) et cible interne (20 %)
San Diego Gas & Electric	Imposée par une autorité externe
Northwest Natural	Cible interne
Black Hills Energy	Cible interne
Pacific Gas and Electric	Imposée par une autorité externe
National Grid	Cible interne

POSITION CONCURRENTIELLE**Question 2 :****Références :**

- (i) B-0006, p. 19, tableau 13
- (ii) B-0006, p. 20, tableau 14

Préambule :

À la référence (i), la FCEI note que la position concurrentielle pour une école secondaire est de 129 pour la solution électricité efficace et de 149 pour la solution électricité standard face au 100 % gaz.

À la référence (ii), la FCEI note que la position concurrentielle pour une école secondaire est de 130 pour la solution électricité efficace et de 131 pour la solution électricité standard face à la biénergie au 100 % gaz.

Questions :

- 2.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que le cas de référence 100 % gaz est basé sur le GNT et que cette option n'est plus disponible pour les nouveaux clients. Le cas échéant, veuillez expliquer la pertinence de ce tableau.

Réponse :

1 Au tableau 13, la solution de référence 100 % gaz est basée sur le GNT. Cette solution n'est plus
2 offerte aux nouveaux clients sauf si ces derniers font partie des cas d'exception. De plus, le GNT
3 est toujours offert aux clients existants. Le tableau 13 reste donc pertinent pour cette catégorie de
4 clients.

- 2.2 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que la solution biénergie-gaz est plus économique que la solution 100 % dans au moins plusieurs cas de figure. Dans l'affirmative, veuillez justifier de présenter la solution 100 % gaz à la référence (i) plutôt que la solution biénergie-gaz et veuillez produire un tableau similaire à celui de la référence (i) pour la solution biénergie-GNT.

Réponse :

5 Énergir confirme que la solution biénergie-gaz est plus économique que la solution 100 % gaz
6 dans plusieurs cas de figure. La majorité des clients d'Énergir a actuellement une solution 100 %
7 gaz naturel. Si ces clients souhaitent évaluer d'autres alternatives, cela se fait toujours en
8 comparaison de leur situation actuelle. Le choix de la solution 100 % gaz naturel comme solution
9 de référence reste donc pertinent.

1 Le tableau ci-dessous est similaire au tableau de la référence (i), mais la solution de référence est
2 la biénergie-gaz.

Tableau Q-2.2
Situation concurrentielle projetée de 2024-2025 à 2027-2028
Marché affaires (biénergie-gaz = 100)

	Petit commerce/ Dépanneur	Petit commerce de détail	Bureau commercial	École primaire	Bureau institutionnel	Hôpital	École secondaire
Volume annuel	1 497 m ³	5 209 m ³	10 812 m ³	49 963 m ³	76 018 m ³	213 222 m ³	331 342 m ³
2024-2025							
Électricité efficace	103	116	178	293	159	152	147
Électricité standard	112	127	185	249	153	145	140
GNT efficace	115	116	114	131	115	111	114
GNT standard	103	103	100	91	95	96	94
2025-2026							
Électricité efficace	103	116	177	291	158	151	146
Électricité standard	112	127	185	248	153	144	140
GNT efficace	116	117	115	134	116	113	115
GNT standard	104	104	101	93	96	97	95
2026-2027							
Électricité efficace	103	116	177	289	158	151	146
Électricité standard	112	127	185	247	152	144	139
GNT efficace	117	117	116	135	117	113	116
GNT standard	105	105	102	94	97	98	96
2027-2028							
Électricité efficace	103	116	177	289	158	151	146
Électricité standard	112	127	185	247	152	144	139
GNT efficace	117	117	116	135	117	114	116
GNT standard	105	105	102	95	97	98	96

2.3 Relativement aux références (i) et (ii), veuillez confirmer que la valeur utilisée pour les solutions électriques est la même dans les deux tableaux. Par exemple, pour une école secondaire, le coût de la solution électrique efficace au tableau 13 est le même que le coût de la solution électrique efficace au tableau 14.

Réponse :

1 Énergir le confirme.

- 2.4 Veuillez confirmer qu'autant pour le tableau 13 que pour le tableau 14, le coût du scénario de référence utilisé pour calculer les ratios est le même pour tous les scénarios de comparaison pour un cas type donné. Par exemple, au tableau 13, le coût de la solution 100 % gaz utilisé pour obtenir le ratio de 129 en préambule est le même que celui utilisé pour obtenir le ratio de 149.

Réponse :

2 Énergir ne le confirme pas puisqu'au tableau 14, la solution de référence varie entre la
3 biénergie-GSR standard et la biénergie-GSR efficace en fonction de l'alternative retenue. Par
4 exemple, pour comparer une solution électrique efficace, la solution de référence est la
5 biénergie-GSR efficace alors que pour une solution électrique standard, la solution de référence
6 est la solution biénergie-GSR standard.

- 2.5 Veuillez confirmer que l'on peut calculer la position concurrentielle du scénario électrique efficace par rapport au scénario électrique standard en divisant le ratio du par le ratio du second. Par exemple, au tableau 13, dans le cas d'une école secondaire, la position concurrentielle de l'électricité efficace par rapport à l'électricité standard peut être obtenue en divisant 149 par 129, soit qui donne une position concurrentielle d'environ 87.

Réponse :

7 Énergir le confirme.

- 2.6 Veuillez confirmer que ce même calcul à partir des données du tableau 14 implique la division de 130 par 131 ce qui produit un résultat d'environ 99.

Réponse :

8 Énergir ne le confirme pas. Dans le tableau 14, la solution de référence biénergie-GSR n'est pas
9 unique, car elle dépend de la technologie retenue. L'électricité standard est comparée à la
10 biénergie-GSR standard alors que l'électricité efficace est comparée à la biénergie-GSR efficace.
11 Il n'est donc pas possible de calculer la position concurrentielle de l'électricité efficace par rapport
12 à l'électricité standard à partir des données du tableau 14.

2.7 Veuillez expliquer que l'on obtienne une position concurrentielle de l'électricité efficace par rapport à l'électricité standard différente selon que l'on utilise les données du tableau 13 ou du tableau 14.

Réponse :

1 Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.6.

2.8 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que la position concurrentielle du 100 % gaz par rapport à la biénergie GSR peut être obtenue en divisant le ratio biénergie GSR de la solution électricité efficace par le ratio 100 % gaz de la solution efficace. Par exemple, pour une école secondaire, on peut déduire sur la base des données du scénario électricité efficace que la facture biénergie-GSR (ratio de 130) est à peu près équivalente à celle de la solution 100 % gaz (ratio de 129).

Réponse :

2 Énergir le confirme.

PRÉVISION DES VENTES — BIÉNERGIE**Question 3 :****Références :**

- (i) B-0006, p. 24, tableau 16
- (ii) B-0006, p. 32, tableau 19
- (iii) B-0006, p. 34

Préambule :

(iii)

« L'évolution réelle observée du programme de biénergie résidentielle, incluant les contraintes techniques et logistiques constatées, a permis de revoir et d'ajuster la courbe de pénétration du volet résidentiel en termes de taux de pénétration annuel ainsi que la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année. Ces deux éléments ont un impact sur le volume prévu effectif de transferts vers l'électricité attribuable à la biénergie. Les hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel considèrent un taux de pénétration en termes de nouveaux clients de 60 % pour 2024-2025. Ce taux continuera d'augmenter pour atteindre un niveau de 88 % pour 2027-2028. »

Questions :

- 3.1 Relativement à a référence (i), veuillez expliquer la baisse des transferts vers l'électricité attribuable à la biénergie entre la cause tarifaire et la révision 4/8.

Réponse :

1 Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 1 de
2 l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 3.

- 3.2 Relativement à a référence (ii), veuillez expliquer la prévision des transferts vers l'électricité attribuable à la biénergie pour les années se terminant au 30 septembre 2025 à 2028 à la lumière de la révision 4/8 pour l'année se terminant au 30 septembre 2024.

Réponse :

3 Veuillez vous référer aux réponses aux questions 3.2 et 3.4 de la demande de renseignements n° 1
4 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 3. La réponse à la première de ces questions
5 détaille la façon dont Énergir a estimé la rubrique des transferts vers l'électricité, tandis que la

1 réponse à la deuxième de ces questions expose certains paramètres clés et potentiels que le calcul
2 des transferts utilise.

3.3 Aux tableaux 16 et 19, veuillez indiquer si le transfert vers la biénergie inclut seulement les
clients existants ou si cela inclut également les nouveaux raccordements. Le cas échéant, veuillez
ventiler les prévisions entre ces deux groupes.

Réponse :

3 *Transferts vers l'électricité attribuables à la Biénergie* correspond uniquement à la baisse de
4 volumes des clients existants adhérant aux programmes de biénergie.

5 L'impact de nouveaux raccordements biénergie fait partie de la rubrique *Maturation des*
6 *nouvelles ventes*.

3.4 À la référence (iii), veuillez indiquer si la notion de nouveaux clients fait référence à de nouveaux
clients à la biénergie ou de nouveaux raccordements.

Réponse :

7 Cette notion fait référence à des clients existants adhérant aux programmes de biénergie au fil du
8 temps (nouveaux clients à la biénergie).

APPROVISIONNEMENT**Question 4 :****Références :**

- (i) B-0008, p. 8
- (ii) R-4213-2022, B-0175, pp. 14 à 17, questions 4.1 à 4,4
- (iii) R-4242-2023, B-0074, p. 2
- (iv) B-0008, p. 31
- (v) B-0008, p. 61
- (vi) B-0015

Préambule :

(i)

« Pour l'année 2024-2025, l'équilibre est presque atteint entre les besoins en pointe et les outils disponibles prévus pour y répondre. Pour combler le léger écart, un service de pointe est prévu pour répondre à d'éventuels besoins de la première année du plan d'approvisionnement.

Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 4) pourrait également modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2025-2028, aucun service interruptible découlant de la refonte n'a été utilisé sur l'horizon du plan. Cependant, pour combler les besoins réels pour l'année 2024-2025, Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour un service de pointe, comme celle soumise et approuvée dans la Cause tarifaire 2023-2024, dans le cas où les coûts négociés seraient plus avantageux que les autres alternatives. »

(ii)

Questions :

4.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si Énergir a vérifié la disponibilité de service de pointe au-delà des $161\ 10^3\ \text{m}^3/\text{j}$ nécessaire pour combler le déficit

d'approvisionnement et indiquer de combien est cette disponibilité. Si cette vérification n'a pas été faite, veuillez indiquer pourquoi.

Réponse :

Au moment du dépôt de la Cause tarifaire 2023-2024, aucun fournisseur n'était en mesure d'offrir des capacités de transport ou de service de pointe. En fonction de la révision budgétaire 0/12 qui sera effectuée à l'automne 2023, une actualisation des besoins et des conditions sur le marché secondaire sera faite et, dans l'éventualité où un service de pointe était encore requis, une analyse de l'offre et de la demande serait faite par Énergir pour optimiser son plan d'approvisionnement. Énergir évaluera également, à ce moment, s'il est opportun de s'engager dans des transactions où du service de transport pourrait être cédé et remplacé par du service de pointe.

4.2 Si Énergir anticipe que la disponibilité n'excèdera pas $161\ 10^3\ \text{m}^3/\text{j}$, veuillez expliquer pourquoi, considérant notamment le haut niveau de gaz en entreposage (iv) et les explications données à la référence (iii).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

4.3 Veuillez indiquer si Énergir a fait des démarches pour obtenir du service de pointe additionnel au 0/12 2022-2023 et, si oui, quelle était la quantité disponible.

Réponse :

Énergir expliquera, dans le cadre du Rapport annuel 2023, les actions posées au réel pour l'année 2022-2023, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

4.4 Veuillez indiquer si, selon Énergir, le niveau d'achat de service de pointe prévu au plan optimise le coût du plan d'approvisionnement. Le cas échéant, veuillez déposer les analyses économiques démontrant cette optimalité.

Réponse :

Comme répondu à la question 4.1, en l'absence de disponibilité d'outils de transport sur le marché au moment du dépôt du plan d'approvisionnement, les coûts fournis ne sont que des estimations. Pour le moment, les estimations tiennent compte du coût le plus faible obtenu pour les outils qui ont été contractés le plus récemment, soit avant

l'hiver 2022-2023. Un arbitrage économique aura lieu à la révision budgétaire 0/12 2022-2023, quand la demande projetée et les conditions de marché seront actualisées. »

(Nous soulignons)

(iii)

« Afin de combler ce déficit dans ce contexte, Énergir a procédé à plusieurs transactions ainsi qu'à l'ajout d'un vaporisateur temporaire à l'usine LSR, détaillés comme suit :

- Énergir a réussi à obtenir du transport de TCPL entre Iroquois et Énergir EDA pour une capacité de 711 10³m³. Ce transport a été converti en service de pointe avec deux contreparties pour le même volume total;*
- Énergir a procédé à l'achat de service de pointe additionnel avec une contrepartie pour un volume de 607 10³m³;*
- Énergir a conclu une transaction de service de pointe avec un client. Celui-ci s'engageait à interrompre 370 10³m³ de son volume journalier pour un maximum de 5 jours pendant l'hiver, moyennant une compensation financière à combinaison fixe et variable; »*

(v)

*« Pour l'usine LSR, la capacité utilisée est réduite de la capacité réservée par GM GNL. Par ailleurs, le plan d'hiver extrême est optimisé en considérant la liquéfaction en hiver. **De plus, le concept d'inventaire minimum a été modifié : aucun retrait à l'usine LSR n'est permis lorsque la valeur d'inventaire est inférieure au plus grand de l'utilisation maximale historique pour le reste de l'hiver et de la capacité maximale de vaporisation pour une journée.** »*

(vi)

« Par conséquent, le 9 janvier 2024, Énergir a reçu un avis de Term-up pour ses 12 contrats vers le point Énergir EDA se terminant avant le 1er novembre 2032. Énergir avait jusqu'au 11 mars 2024 pour décider de laisser ses contrats expirer à leur date de fin prévue ou de s'engager à les prolonger jusqu'en octobre 2032 (voir l'avis de Term-up à l'annexe). »

Questions :

- 4.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si Énergir a vérifié la disponibilité de service de pointe à ce stade-ci et ? Si cette vérification n'a pas été faite, veuillez indiquer pourquoi. Si elle a été faite, veuillez indiquer les quantités disponibles.

Réponse :

1 Au moment du dépôt de la Cause tarifaire 2024-2025, aucun fournisseur n'était en mesure
2 d'offrir du service de transport ou du service de pointe.

- 4.2 À la question 4.3 du dossier R-4213-2022 (ii), la FCEI demandait à Énergir si elle avait fait des démarches pour obtenir du service de pointe au 0/12 dans une perspective de revente de transport en vue d'optimiser les coûts du plan. Au rapport annuel, Énergir explique le service les opérations faites pour obtenir du service de pointe. La quantité totale obtenue correspond précisément au déficit de transport de sorte qu'Énergir n'a pas eu à revente de transport excédentaire. Énergir a converti en service de pointe une partie du transport obtenu, mais ne semble pas avoir cherché à obtenir davantage de service de pointe de la part d'une contrepartie en vue de revendre du transport. Veuillez indiquer pourquoi Énergir n'a pas acquis davantage de service de pointe assorti de revente de transport en vue d'optimiser les coûts du plan d'approvisionnement si Énergir a procédé à l'arbitrage économique mentionné à la référence (ii) et sinon pourquoi.

Réponse :

3 Il serait hasardeux pour Énergir d'effectuer des transactions préalables au 0/12, même si la
4 prévision de la cause tarifaire peut se maintenir à travers le temps. Énergir pourrait se retrouver
5 dans une situation où elle devrait racheter des outils cédés à plus fort prix. De plus, pour ce type
6 de transaction, le marché se matérialise normalement plus près du 0/12 que lors de la cause
7 tarifaire et les valeurs peuvent fluctuer drastiquement d'une année à l'autre, selon les conditions
8 de marché.

- 4.3 Veuillez indiquer si Énergir a toujours l'intention de procéder à un arbitrage économique au 0/12 du présent dossier tarifaire. Si oui, et considérant le faible déficit de capacité au présent dossier, veuillez indiquer si cet arbitrage pourrait impliquer d'acquérir davantage de service de pointe que le déficit de capacité. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

9 Oui, et cela pourrait résulter en l'acquisition de plus de service de pointe, dans la mesure où cela
10 est économique et sécuritaire pour la clientèle.

4.4 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer à quel endroit a lieu l'échange période et, le cas échéant, comment il affecte les outils de pointe.

Réponse :

1 Le lieu d'échange est à Dawn. Il n'y a aucun effet sur les outils de pointe.

4.5 Relativement à la référence (v), veuillez rappeler comment est présentement défini l'inventaire minimum et confirmer, le cas échéant, que le critère proposé est plus contraignant que le critère actuel et donc suppose le maintien d'inventaire plus important en fin d'hiver.

Réponse :

2 Aucune modification n'est proposée dans le cadre de la présente cause tarifaire. Ce passage
3 reprend une modification proposée et acceptée dans la Cause tarifaire 2022-2023¹, soit la mise
4 en place d'un inventaire de prévoyance. L'annexe 4 de la pièce Énergir-H, Document 3 sera
5 modifiée à cet effet.

4.6 Veuillez justifier la modification du critère d'inventaire minimum et en démontrer la nécessité pour la daQ.

Réponse :

6 Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.5.

4.7 Veuillez indiquer comment cette modification affecte GM GNL, notamment au niveau de la réserve qu'elle doit maintenir et de sa capacité de retirer du GNL de l'usine.

Réponse :

7 Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.5.

4.8 Veuillez indiquer si GM GNL s'est vu refuser des retraits de GNL de l'inventaire de l'usine au cours des trois dernières années et, le cas échéant à quelle date et pour quels motifs.

¹ Décision D-2022-136, dossier R-4177-2021.

Réponse :

1 GM GNL ne s'est pas vu refuser de retraits de GNL de l'inventaire de l'usine au cours des trois
2 dernières années (2021 à 2023).

4.9 Relativement à la référence (vi), veuillez indiquer si, suite aux réponses de ses clients, Enbridge a déterminé si un renforcement de réseau était nécessaire.

Réponse :

3 Énergir n'est pas en mesure de répondre à cette question pour Enbridge.

4.10 Veuillez indiquer quel serait le terme des contrats advenant qu'il ne soit pas nécessaire de renforcer le réseau.

Réponse :

4 Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.9.

CONTRATS DE GSR**Question 5 :****Références :**

- (i) B-0033, p. 9
- (ii) B-0033, 10
- (iii) B-0013, p. 1
- (iv) B-0033, p. 50
- (v) B-0033, p. 32, tableau 12

Préambule :

(i)

« Jusqu'à maintenant, le gouvernement du Québec a soutenu 32 projets québécois dans leur étude de faisabilité (volet 1) et trois projets pour leur réalisation (volet 2), 5 avec son Programme de soutien à la production de GNR (PSPGNR). Énergir a contractualisé avec deux de ces projets (Carbonaxion et 9416-8275 Québec — Ferme Shefford) et a entamé les discussions contractuelles avec le troisième projet (Gaz renouvelable Bellechasse). Le gouvernement du Québec est à revoir le cadre normatif et une nouvelle mouture du Programme est attendue dans les prochains mois, laissant présager l'émergence d'une nouvelle vague de projets québécois dans les prochaines années.

Le gouvernement du Québec a également octroyé une subvention au projet Magma à Valleyfield avec le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC). Énergir a conclu une entente de principe avec Magma, ce qui devrait mener à un contrat d'achat/vente de GSR en bonne et due forme. Le PTMOBC est maintenant échu et le gouvernement réfléchit à la suite à donner à celui-ci, le cas échéant. »

(Nous soulignons)

(ii)

« Parallèlement à ces projets québécois, Énergir a également conclu huit contrats d'approvisionnement en GSR avec des producteurs hors Québec ou des courtiers. Sur ces huit contrats, cinq livrent présentement du GSR à Dawn. Les trois autres ont des dates de début d'injection dans les prochains mois (été 2024, 1er octobre 2024 et 1er janvier 2025). Le graphique 1 illustre la situation décrite ci-dessus. Faisant suite à son appel d'offres 2023, Énergir est en discussions avancées avec plusieurs soumissionnaires afin

de sécuriser les volumes nécessaires pour l'atteinte du seuil de 5 % en 2025-2026 (exclus du graphique 1). »

(iv)

« Cet écart crée un décrochage entre la caractéristique des coûts et l'inflation réellement subie par les promoteurs de développement de projets de GSR. Cet écart se répercute donc dans les prix des contrats de GSR sécurisés par Énergir et se perpétue dans le temps. Dans les circonstances, Énergir soumet que l'indice prospectif employé n'est pas adapté à la réalité de l'approvisionnement en GSR, d'autant plus que les modèles d'affaires des projets de biométhanisation sont très sensibles aux variations des coûts de certains postes de dépenses d'opération (main-d'œuvre, transports, énergie, etc.) qui ont été impactés directement par l'inflation réelle. »

(vi)

« Dans l'intervalle, Énergir contractualise toujours de nouveaux contrats de GSR afin de répondre à l'augmentation régulière des seuils réglementaires à l'horizon 2030. Bien qu'une certaine portion de son portefeuille d'approvisionnement se stabilise, les nouveaux contrats signés font toujours face aux aléas de développement et d'opération de projets GSR, soit :

- retard de mise en service;
- montée en puissance qui s'échelonne sur plusieurs mois, voire quelques années;
- production inférieure à la QCA probable dans les premières années.

Cette réalité est particulièrement observée pour les projets qui vendent 100 % du GSR produit à Énergir, entre autres, la quasi-totalité des projets québécois. »

Questions :

5.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (iii) jusqu'à 2030-2031.

Réponse :

1 Énergir soumet que l'information requise aux fins d'analyse de la preuve est déjà présente dans la
2 pièce B-0013, Énergir-H, Document 6, aux différentes pages. Le tableau en référence (iii) est un
3 résumé des pages 6 et 7 de la même pièce.

4 Au regard des projections de consommation de GSR, comme présenté lors de la séance de travail
5 du 24 mai 2024 sur le modèle de prévision de la demande volontaire de GSR, plusieurs variables
6 peuvent influencer ces projections et Énergir soumet qu'il serait peu pertinent de fournir des
7 projections jusqu'à l'horizon 2030-2031 dans le cadre de ce dossier.

- 5.2 Considérant les références (i) et (ii), veuillez expliquer comment la caractéristique de prix actuelle a constitué un frein à la signature de contrat d’approvisionnement en GNR à ce jour.

Réponse :

1 Selon Énergir, la caractéristique de prix actuelle n’a pas constitué un frein à la signature de contrats
2 d’approvisionnement en GSR. Au contraire, Énergir soumet que cette caractéristique de prix
3 envoie un signal clair au marché et favorise son développement.

- 5.3 Veuillez indiquer pourquoi la Régie ne devrait pas attendre de connaître les nouveaux paramètres des programmes d’appui financier à la production de GNR avant de redéfinir la caractéristique de prix.

Réponse :

4 Énergir soumet que la connaissance des nouveaux paramètres des programmes d’appui financier
5 n’est pas essentielle à l’analyse de la présente preuve. Dans son *Plan de mise en œuvre 2024-2029*,
6 le gouvernement du Québec a alloué un budget supplémentaire de 300 M\$ entre 2024 et 2029 pour
7 le *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR)*². Sans connaître
8 les détails du nouveau cadre normatif du PSPGNR, il est possible d’apprécier le soutien du
9 gouvernement du Québec envers la filière du GSR, ainsi que son désir d’appuyer financièrement
10 les projets québécois. Par ailleurs, Énergir rappelle qu’à l’heure actuelle, une proportion importante
11 de son GSR provient de l’extérieur du Québec et la caractéristique de prix proposée permet de
12 maintenir l’allégement réglementaire pour ces contrats.

13 Dans ce contexte, Énergir soumet que d’attendre de connaître les nouveaux paramètres ne ferait
14 qu’induire un délai non nécessaire dans le processus réglementaire.

- 5.4 Relativement à la référence (iv), veuillez expliquer comment l’écart d’inflation a affecté le prix ces contrats signés par Énergir. Doit-on comprendre qu’Énergir aurait offert un prix plus élevé pour ces mêmes contrats si l’inflation de la caractéristique de prix avait été différente ?

Réponse :

15 L’écart d’inflation n’a pas affecté le prix des contrats signés par Énergir. L’inflation réelle, subie
16 par les promoteurs, s’est reflétée dans les prix des contrats.

² Plan de mise en œuvre 2024-2029 du Plan pour une économie verte 2030 : <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-mise-oeuvre-2024-2029.pdf>, page 55.

1 En d'autres mots, un écart s'est créé entre les prix des contrats qui augmentent avec l'inflation
2 réelle et les caractéristiques de prix qui augmentent avec l'inflation prévisionnelle.

3 Énergir n'aurait donc pas offert un prix plus élevé pour ces mêmes contrats si l'inflation de la
4 caractéristique de prix avait été différente. Les prix négociés proviennent soit du processus
5 compétitif de l'appel d'offres, soit de la négociation de gré à gré qui offre un rendement raisonnable
6 aux promoteurs de GSR.

- 5.5 Veuillez expliquer comment la caractéristique de prix actuelle (incluant l'inflation) constitue un frein à la conclusion des contrats nécessaires pour atteindre les seuils d'approvisionnement en GNR de 7 % en 2028-2029 et de 10 % en 2030-2031.

Réponse :

7 Énergir soumet que la caractéristique de prix n'est pas un frein à l'atteinte des seuils, mais plutôt
8 un signal clair au marché, ce qui favorise le développement de la filière du GSR. La proposition
9 d'Énergir de venir modifier le taux d'inflation utilisé pour ajuster la caractéristique de prix vise à
10 corriger l'écart créé entre l'inflation prévisionnelle (Taux Inflation-Québec (prévision)) et
11 l'inflation réelle (IPC-Québec).

- 5.6 Veuillez indiquer si à la connaissance d'Énergir des économies d'échelle relatives à l'industrie de la production de GNR ont été observées ces dernières années et si d'autres sont anticipées au cours des prochaines. Veuillez indiquer si Énergir a tenu compte de cette éventualité dans son analyse.

Réponse :

12 Énergir ne peut avancer avec certitude que la filière se trouve à un stade de développement
13 suffisamment avancé pour que des économies d'échelle soient observées dans un futur proche,
14 bien que cette possibilité soit fortement espérée. Énergir soumet aussi qu'advenant que cette
15 hypothèse se confirme, plusieurs éléments pourraient venir contrebalancer les économies d'échelle
16 des projets en développement, par exemple : la pression à la hausse sur le marché³, l'inflation
17 élevée des dernières années qui induit une hausse sur les coûts en capitaux et les coûts d'opération
18 des projets, ou l'incertitude entourant les délais dans l'obtention des permis.

19 Pour la filière de GSR au Québec plus spécifiquement, celle-ci est encore en démarrage. Des
20 économies d'échelle pourraient être réalisées sur certains projets en développement, mais il
21 demeure ardu de les quantifier et de les mettre en relation avec les autres éléments mentionnés plus
22 haut (ex. : marché, inflation, permis, etc.).

³ Voir section 3 de la pièce B-0033, Énergir-H, Document 7.

1 Pour son analyse, Énergir a utilisé les données présentées à la section 2 et 3 de la pièce B-0033,
2 Énergir-H, Document 7.

5.7 Considérant que l'évolution de la caractéristique de prix n'a pas empêché Énergir de conclure des contrats jusqu'ici, veuillez justifier de ne pas proposer d'appliquer l'inflation réelle de manière prospective seulement.

Réponse :

3 En appliquant l'inflation réelle de manière prospective seulement, l'écart accumulé entre
4 l'inflation prévisionnelle et réelle durant les années 2020 à 2023 ne serait pas récupéré⁴. Cela
5 pourrait empêcher Énergir de respecter les caractéristiques de prix dans les prochaines années,
6 puisque l'écart serait perpétué dans les années à venir.

5.8 Relativement à la référence (v), pour l'année 2023-2024 veuillez présenter la QCA et les volumes livrés réels au 30 juin 2024.

Réponse :

7 Pour la QCA, un prorata de 9/12 a été appliqué afin de refléter les neuf premiers mois de l'année
8 réglementaire (entre le 1^{er} octobre 2023 et le 30 juin 2024).

Tableau Q-5.8
QCA et volumes livrés réels au 30 juin 2024

	2022-2023	2023-2024
QCA (10^3m^3)	95 659	120 353
Volumes livrés (10^3m^3)	61 893	91 571
Écart (%)	55 %	31 %

⁴ Voir tableau 21 de la preuve, à la pièce B-0033, Énergir-H, document 7.

5.9 La référence (vi) mentionne que des livraisons réelles inférieures aux QCA sont probables dans les premières années, veuillez indiquer le pourcentage de la QCA que représentent les livraisons réelles pour les contrats dont les sites sont en opération depuis 3 ans ou plus.

Réponse :

1 Seuls trois projets du portefeuille d'Énergir livrent du GSR depuis trois ans (entre mai 2021 et mai
2 2023). Pour 2023-2024, la QCA de ces trois contrats représente 17,8 Mm³ sur la QCA totale de
3 160,5 Mm³, soit environ 11 %.

5.10 Considérant le seuil volumétrique proposé de 10 % au-dessus de l'obligation réglementaire en 2030-2031 et l'absence d'augmentation du seuil réglementaire après cette date, veuillez commenter le risque qu'Énergir se retrouve avec plus de GSR que requis quelques années après 2030-2031.

Réponse :

4 Pour 2030-2031, Énergir a basé sa proposition de plafond volumétrique sur les seuils
5 réglementaires majorés de la marge de 15 %. L'objectif d'Énergir est d'atteindre soit le seuil
6 réglementaire, soit la demande volontaire. Pour l'instant, le seuil réglementaire est la base de la
7 stratégie d'approvisionnement, mais Énergir n'est pas à l'abri d'une croissance de la demande
8 volontaire et mène d'ailleurs plusieurs actions visant à stimuler cette dernière. Une telle croissance,
9 si elle se matérialisait, pourrait créer une situation dans laquelle Énergir devrait contractualiser des
10 volumes de GSR au-delà de ces seuils.

11 Par ailleurs, le Règlement pour le 1 %, 2 % et 5 % a été établi en 2019. Par la suite, les seuils de
12 7 % et 10 % ont été ajoutés en 2022. Le gouvernement du Québec a des objectifs de décarbonation
13 qui vont au-delà du seuil de 10 %. Comme il l'a fait pour l'ajout du 10 %, le gouvernement
14 pourrait, dans les prochaines années, ajouter un nouveau seuil réglementaire supplémentaire
15 passé 2030-2031.

16 Plusieurs éléments pourraient affecter le portrait du GSR après 2030-2031. Énergir a d'ailleurs
17 identifié l'accélération de l'injection de GSR dans son réseau, pouvant à terme atteindre environ
18 2 100 Mm³ annuellement, dans les grandes initiatives de son parcours de décarbonation à l'horizon
19 2050⁵. D'ici là et que ce soit pour atteindre le seuil ou la demande volontaire, Énergir agira avec
20 diligence afin de répondre à ses obligations au meilleur coût pour sa clientèle, tout en gérant
21 prudemment son inventaire de volumes de GSR invendus.

⁵ Rapport sur la résilience climatique d'Énergir 2023. https://cdn.metro.net/clients/energir/Rapport%20climat%202023_v7.pdf page 35.

5.11 Veuillez commenter les impacts potentiels de fixer le plafond volumétrique volume à 600 000 103 m³.

Réponse :

1 Fixer un plafond volumétrique à 600 000 10³m³ sans marge de manœuvre pourrait mettre à risque
2 l'atteinte de la cible de 10 % pour 2030-2031, considérant la différence potentielle entre la QCA
3 totale et les livraisons réelles.

SUIVI ET RENTABILITÉ DU DÉVELOPPEMENT**Question 6 :****Références :**

- (i) B-0036, p. 5, tableau 1
- (ii) R-4079-2018, B-0090, p. 13, tableau 3
- (iii) R-4079-2018, B-0090, p. 14, tableau 4
- (iv) R-4213-2022, B-0333, p. 13, tableau 4
- (v) B-0037, p. 1
- (vi) B-0037, pp. 2 à 9
- (vii) R-4213-2022, B-0082, p. 1

Questions :

- 6.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que les pourcentages de 84 %, 81 % et 84 % de la ligne 2020 reflètent la part des projections d'Énergir pour l'an 5 du plan constitué de données réelles et que par conséquent, les parts respectives de données projetées pour le nombre de clients, les volumes et les investissements sont de 16 %, 19 % et 16 %.

Réponse :

1 Énergir le confirme.

- 6.2 Veuillez de plus expliquer que la part projetée du nombre de clients fluctue de 7 % en 2017, à 20 % en 2018, à 8 % en 2019 et finalement en 16 % en 2020.

Réponse :

2 Cela s'explique par la nature des différents projets qui sont présentés au plan *a priori* et
3 l'avancement de ceux-ci au moment de calculer la rentabilité *a posteriori* au rapport annuel
4 correspondant. La prévision concerne généralement les projets qui s'échelonnent sur plus de
5 trois ans et des clients réels n'ayant pas cumulé 12 mois de consommation.

1 Le détail de la méthodologie appliquée est expliqué à la pièce de la rentabilité *a posteriori* du
2 plan de développement produite au rapport annuel. Veuillez vous référer à la pièce déposée dans
3 le cadre du Rapport annuel 2023⁶.

6.3 Veuillez indiquer si la part de données projetées pour 2020 tient compte de l'approbation par la Régie de l'interdiction de consommation de GNT pour les nouveaux clients.

Réponse :

4 Non. La rentabilité *a posteriori* pour le plan de développement 2020 a été effectuée dans le cadre
5 du Rapport annuel 2023, soit en décembre 2023. La Régie ayant rendu sa décision D-2024-007
6 dans le dossier des raccordements renouvelables⁷ en janvier 2024, l'impact de cette décision sera
7 appliqué à partir du Rapport annuel 2024.

8 Cela dit, l'impact de ces mesures sera marginal pour les plans de développement déposés avant
9 2024. Il ne touchera qu'une minorité des ventes projetée dans ces plans de développement. Ces
10 impacts, ainsi que l'ensemble des facteurs influençant la rentabilité des plans de développement,
11 seront analysés dans le cadre des analyses de la rentabilité *a posteriori* trois ans.

6.4 Veuillez justifier la hausse de la part du nombre de clients projetés en 2020 par rapport à 2019 sachant que la Régie a approuvé des modifications importantes à la politique commerciale d'Énergir dont notamment l'interdiction pour les nouveaux clients de consommer du GNT qui devrait entraîner une réduction des nouveaux abonnements selon les projections d'Énergir (iv).

Réponse :

12 Il ne s'agit pas d'une hausse du nombre de clients projeté de 2019 à 2020, mais bien d'une hausse
13 du pourcentage de données projetées versus les données réelles, en lien avec le degré
14 d'avancement des projets signés au plan de vente 2020.

15 Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.2 pour les explications sur la méthodologie et
16 sur les paramètres qui font fluctuer le pourcentage de projections versus les données réelles, ainsi
17 qu'à la réponse à la question 6.3 sur l'intégration des nouveaux raccordements 100 %
18 renouvelables.

⁶ R-4242-2023, pièce B-0103, Énergir-14, Document 3, page 3, lignes 4 à 22.

⁷ R-4213-2022, phase 3.

6.5 Veuillez indiquer si la part de données projetées pour 2020 tient compte des offres commerciales pour la biénergie et de leur effet sur le volume des nouvelles ventes.

Réponse :

1 Le marché commercial, couvert par l'offre de biénergie commerciale, est inclus dans le marché
2 Affaires⁸. Puisque les pourcentages de données réelles pour 2020 de ce marché varient entre 96 %
3 et 99 %, l'impact de la biénergie commerciale aurait été marginal dans les projections et n'aurait
4 pas affecté les résultats obtenus. Cela n'a donc pas été considéré.

6.6 Veuillez justifier la hausse de la part des volumes projetés en 2020 par rapport à 2019 sachant que la Régie a approuvé des modifications importantes à la politique commerciale d'Énergir dont notamment l'interdiction pour les nouveaux clients de consommer du GNT et le déploiement de l'offre biénergie.

Réponse :

5 Il ne s'agit pas d'une hausse des volumes projetés de 2019 à 2020, mais bien d'une hausse du
6 pourcentage de données projetées versus les données réelles, en lien avec le degré d'avancement
7 des projets signés au plan de vente 2020.

8 Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.2 pour les explications sur la méthodologie et
9 sur les paramètres qui font fluctuer le pourcentage de projections versus les données réelles, ainsi
10 qu'à la réponse à la question 6.3 sur l'intégration des nouveaux raccordements 100 %
11 renouvelables.

6.7 Veuillez produire l'équivalent des tableaux 3 (ii) et 4 (iii) pour les plans de développement 2015 à 2017.

Réponse :

12 L'analyse produite par Énergir⁹ confirme que le pourcentage de réalisation de ces plans de
13 développement à l'an 5 demeure élevé, tant pour le marché résidentiel que le marché affaires. De
14 plus, les résultats qui seraient dégagés de ces analyses supplémentaires ne feraient pas fluctuer la
15 rentabilité de ces plans de développement puisque d'une part, le pourcentage de données réelles
16 est déjà très élevé après le suivi *a posteriori* trois ans et que, d'autre part, les pourcentages des
17 investissements réalisés sont proportionnels à ceux liés aux données réelles du nombre de clients
18 et des volumes.

⁸ Voir pièce B-0036, Énergir-I, Document 1, page 6, tableau 2.

⁹ Voir pièce B-0036, Énergir-I, Document 1 (référence (i)).

1 La production des tableaux demandés requiert plusieurs heures de travail puisqu'ils impliquent
2 de faire une mise à jour partielle sur six ans de plusieurs paramètres des données de chacun des
3 plans. Ainsi, refaire cet exercice pour les plans de développement 2015 à 2017 exige un effort
4 important en termes de ressources et va à l'encontre de la demande d'allégement formulée par
5 Énergir.

6 À la lumière des éléments mentionnés précédemment, Énergir juge qu'elle ne peut donner suite
7 à cette demande.

- 6.8 Relativement à la référence (v), veuillez expliquer que l'impact tarifaire sur un an du secteur résidentiel (-2,4 M\$) soit semblable à l'impact tarifaire sur cinq ans de ce même secteur (-2,5 M\$). Veuillez produire l'analyse de revenu requis détaillée pour le secteur résidentiel.

Réponse :

8 Énergir soumet que les volumes de gaz utilisés pour le chauffage lors de la construction sont
9 entièrement intégrés aux volumes de l'année 1 et n'ont pas d'impact sur les années subséquentes.
10 La combinaison des volumes de chauffage de construction et des nouvelles ventes génère une
11 contribution tarifaire de -2,4 M\$ lors de la première année. L'impact tarifaire des nouvelles
12 ventes des années 2 à 5 est donc de -0,1 M\$, puisque l'impact tarifaire sur cinq ans est de -2,5 M\$.
13 Cela étant dit, il est juste d'affirmer que les volumes de gaz utilisés pour le chauffage lors de la
14 construction ont un impact tarifaire important. L'analyse de revenu requis détaillée du secteur
15 résidentiel est présentée à l'annexe Q-6.8.

- 6.9 Veuillez justifier les frais généraux corporatifs nuls à la référence (ii) alors qu'ils sont positifs à la référence (i).

Réponse :

16 Pour répondre à la question, Énergir utilise les références v) et vi) et suppose que la FCEI réfère
17 aux mêmes pièces.

18 Une limitation dans le fichier du revenu requis (référence (vi)) a contraint Énergir à saisir le
19 montant prévu des frais généraux corporatifs dans un autre élément d'investissement. Le montant
20 de 10,2 M\$ de frais généraux corporatifs a ainsi été ajouté aux frais de branchement. Les résultats
21 du TRI, de l'IP et du point mort tarifaire ne sont toutefois pas affectés par cette permutation.

22 Énergir ayant maintenant remédié à l'enjeu de limitation du fichier du calcul du revenu requis, le
23 montant de frais généraux corporatifs sera présenté sur la ligne correspondante lors des
24 prochaines causes tarifaires.

6.10 Veuillez expliquer l'absence de la Contribution GES dans l'analyse de revenu requis.

Réponse :

1 Énergir soumet que la présentation du revenu requis n'a pas été mise à jour à la suite de l'arrivée
2 de la contribution GES. Par ailleurs, les revenus de contribution GES représentent une proportion
3 non significative des revenus totaux, soit approximativement 0,1 %.

4 Bien qu'ils ne soient pas détaillés dans les données présentées et qu'ils ne soient pas significatifs,
5 les revenus associés à la contribution GES sont tout de même utilisés dans les différents calculs
6 nécessitant des revenus (ex. : taux de rendement interne, indice de profitabilité (IP), etc.).

6.11 Dans la mesure où la Régie a fixé une exigence d'un IP de portefeuille de 1,3, veuillez commenter la possibilité de soumettre également le revenu requis incluant les ajouts de charge lorsque le seuil de 1,3 n'est pas atteint avec les seuls ajouts de nouveaux clients.

Réponse :

7 Conformément à l'autorisation accordée par la Régie¹⁰, le plan de développement¹¹ ne prend pas
8 en compte les ventes sans raccordement, c'est-à-dire qu'il exclut les ajouts de charge et les ventes
9 sur des branchements existants. Étant donné que l'IP du plan de développement incluant les
10 ventes sans raccordement atteint 1,5 et dépasse le seuil minimal de 1,3 exigé par la Régie, Énergir
11 juge qu'il n'est pas nécessaire de soumettre le revenu requis incluant les ajouts de charge lorsque
12 le seuil de 1,3 n'est pas atteint avec les seuls ajouts de nouveaux clients. Finalement, puisque les
13 ventes sans raccordement sont exclues, le seuil comparatif de 1,3 (établi en tenant compte des
14 ventes sans raccordements) n'est plus comparable avec le nouvel IP du portefeuille obtenu sans
15 les ventes sans raccordements.

6.12 Veuillez expliquer la croissance importante des volumes prévus par clients dans le marché résidentiel qui sont de 1292 m³ par client (v) à l'an 5 alors qu'ils étaient de 748 m³ lors du dossier tarifaire précédent (vii). Veuillez produire une ventilation du nombre de clients ajoutés et des volumes par cas type comparant les deux années.

Réponse :

16 Énergir comprend que les volumes prévus par client énoncés à la question 6.12 auraient dû se
17 lire 12 904 m³ pour la référence (v) (4 277 000 m³ / 331 clients) et 7 481 m³ (7 469 000 m³ /
18 998 clients) pour la référence (vii).

¹⁰ Décision D-2023-116, paragr. 64.

¹¹ Pièce B-0037, Énergir-I, Document 2, page 1.

1 Deux facteurs expliquent ce phénomène. Le premier facteur est la baisse du nombre
 2 d'unifamiliales signé en 2023, à la suite d'une baisse importante des mises en chantier. Le
 3 deuxième facteur est la croissance du nombre moyen de portes par bâtiment multilogements
 4 construit. La combinaison de ces deux facteurs produit un volume moyen par client plus élevé
 5 (baisse du poids du volume moyen des unifamiliales plus bas sur le total et augmentation du
 6 volume moyen et du poids sur le total des multilogements).

Tableau Q-6.12
Prévision du nombre de clients et volumes

		2024	2025	Variation (%)
Nombre	Unifamiliale	504	143	-71,7 %
	Multilogements	495	189	-61,8 %
		999	332	-66,8 %
Volumes	Unifamiliale	732 742	247 202	-66,3 %
	Multilogements	6 736 598	4 029 472	-40,2 %
		7 469 340	4 276 674	-42,7 %
Volumes moyens	Unifamiliale	1 454	1 732	19,1 %
	Multilogements	13 622	21 349	56,7 %
		7 481	12 904	72,5 %
Nombre (%)	Unifamiliale	50,5 %	43,1 %	-14,7 %
	Multilogements	49,5 %	56,9 %	15,0 %
		100,0 %	100,0 %	0,0 %

6.13 Veuillez expliquer la croissance importante des volumes prévus par clients dans le marché résidentiel qui sont de 1292 m³ par client (v) à l'an 5 alors qu'ils étaient de 748 m³ par client lors du dossier tarifaire précédent (vii). Veuillez produire une ventilation du nombre de clients ajoutés et des volumes par cas type.

Réponse :

7 Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.12.

6.14 Veuillez expliquer la croissance importante des investissements dans le marché résidentiel qui sont de près de 17,8 k\$ par client (v) sur le total des cinq premières années alors qu'ils étaient de 12,6 k\$ par client lors du dossier tarifaire précédent (vii).

Réponse :

1 Comme mentionné à la réponse de la question 6.12, la baisse des mises en chantier unifamiliales
2 combinée à la croissance du nombre moyen de portes des multilogements explique la croissance
3 observée dans les investissements par client. Effectivement, puisque le multilogement requiert
4 des investissements plus importants que l'unifamiliale, la hausse observée de l'investissement
5 moyen par client est causée par le fait que, pour l'exercice 2024-2025, la proportion de
6 multilogements comptant en moyenne un plus grand nombre de portes est plus élevée que la
7 proportion d'unifamiliales (189 multilogements vs 143 unifamiliales).

RÉDUCTION DES GES

Question 7 :

Références :

- (i) B-0078, pp. 5 à 7, tableaux 1 à 4

Questions :

- 7.1 Pour les tableaux 1 à 4 (i), veuillez indiquer la durée de vie et le coût par tonne de GES évité pour chaque projet.

Réponse :

1 Les tableaux ci-dessous présentent le coût par tonne de GES évitée pour chaque projet ainsi que
2 la durée de vie estimée des projets.

3 Comme indiqué à la pièce Énergir-P, Document 2, les réductions présentées dans les tableaux
4 sont des estimations. Les réductions réelles pour chacune des années sont calculées à la fin de
5 l'année financière et présentées dans le cadre du rapport annuel. Aussi, les estimations et les
6 projets des années 2025-2026 et 2026-2027 seront plus précis dans les prochaines causes
7 tarifaires.

Précisions sur les coûts par tonne de GES évitée

9 Les projets d'amélioration des actifs (changement de chaudières) et de remplacement de
10 véhicules sont réalisés lorsque la vie utile des équipements est arrivée à terme et qu'ils doivent
11 faire l'objet de remplacement pour des raisons opérationnelles. À ce moment, l'efficacité
12 énergétique des nouveaux équipements est tenue en compte pour limiter les émissions de GES.
13 Par ailleurs, comme mentionné à la pièce B-0078, plusieurs critères sont pris en compte pour la
14 réalisation d'un projet en plus du coût par tonne de GES évitée.

Tableau Q-7.1 (i)
Projets 2023-2024 (année de base)

Projets 2023-2024	Estimation des réductions des émissions de GES (tCO ₂ eq)	Budget prévu (\$)	Coût par tonne (\$/tCO ₂ eq)	Durée de vie estimée (années)
Projets d'amélioration des actifs - remplacement des chaudières dans les postes de livraison (six projets)	384	5 000 000	13 020	15-20
Modification de la méthode de localisation des infrastructures pour intégrer l'envoi de plans au demandeur (phase 2024)	60	0	-	Plus de 10
Plan d'électrification des véhicules légers**	73	162 000	2 220	6-8
Remplacement de véhicules Ford E350 à V8 par des Transit 350 équipés de V6 atmosphérique**	42	(42 000)*	-	8
Total des réductions liées aux projets	559	-	-	
Achat de GSR supplémentaire prévu	700	165 000	240	Tant qu'il y aura combustion de gaz naturel aux immeubles et aux postes
Total des réductions estimées	1 259	-	-	

* Le coût de remplacement d'un véhicule Ford E350 par un Transit 350 avec moteur V6 atmosphérique sera moindre (2 000 \$ de moins par véhicule) que s'il avait été remplacé par un autre Ford E350.

** Les réductions de GES sont estimées en fonction du nombre prévu de véhicules commandés, mais il peut y avoir de la variabilité dans l'échéancier de mise en place en raison de la disponibilité des véhicules et du respect des délais de livraison.

Tableau Q-7.1 (ii)
Projets 2024-2025 (année témoin)

Projets 2024-2025	Estimation des réductions des émissions de GES <i>(tCO₂ eq)</i>	Budget prévu <i>(\$)</i>	Coût par tonne <i>(\$/tCO₂ eq)</i>	Durée de vie estimée <i>(années)</i>
Projets d'amélioration des actifs - remplacement des chaudières (4 projets)	150	3 400 000	22 670	15-20
Modification de la méthode de localisation des infrastructures pour intégrer l'envoi de plans au demandeur (phase 2025)	72	0	-	Plus de 10
Plan d'électrification des véhicules légers	509	1 093 000	2 150	6-8
Acquisition de deux véhicules lourds électriques	63	585 000	9 290	10-12
Bilan de conduite personnalisé par utilisateur à la manière des outils développés par les assureurs (conditionnement positif)	395	0	-	Jusqu'à ce que les véhicules soient électrifiés
Total des réductions liées aux projets 2024-2025	1 189	-	-	-
Achat de GSR supplémentaire prévu	1 000	240 000	240	Tant qu'il y aura combustion de gaz naturel aux immeubles et aux postes
Total des réductions estimées	2 189	-	-	-

Tableau 7.1 (iii)
Projets 2025-2026

Projets 2025-2026	Estimation des réductions des émissions de GES <i>(tCO₂ eq)</i>	Budget prévu <i>(\$)</i>	Coût par tonne <i>(\$/tCO₂ eq)</i>	Durée de vie estimée <i>(années)</i>
Projets d'amélioration des actifs - remplacement des chaudières (4 projets)	200	4 200 000	21 000	15-20
Modification de la méthode de localisation des infrastructures pour intégrer l'envoi de plans au demandeur	86	0	-	Plus de 10
Plan d'électrification des véhicules légers	482	9 77 500	2 030	6-8
Bilan de conduite personnalisé par utilisateur à la manière des outils développés par les assureurs (conditionnement positif)	344	0	-	Jusqu'à ce que les véhicules soient électrifiés
Total des réductions liées aux projets 2025-2026	1 112	-	-	-
Achat de GSR supplémentaire prévu	1 000	240 000	240	Tant qu'il y aura combustion de gaz naturel aux immeubles et aux postes
Total des réductions estimées	2 112	-	-	-

Tableau 7.1 (iv)
Projets 2026-2027
 (partiel, liste de projets en cours de définition)

Projets 2026-2027	Estimation des réductions des émissions de GES (tCO ₂ eq)	Budget prévu (\$)	Coût par tonne (\$/tCO ₂ eq)	Durée de vie estimée (années)
Projets d'amélioration des actifs - remplacement des chaudières (5 projets)	150	4 000 000	26 670	15-20
Modification de la méthode de localisation des infrastructures pour intégrer l'envoi de plans au demandeur	104	0	-	Plus de 10
Plan d'électrification des véhicules	426	775 000	1 820	6-8
Bilan de conduite personnalisé par utilisateur à la manière des outils développés par les assureurs (conditionnement positif)	296	0	-	Jusqu'à ce que les véhicules soient électrifiés
Total des réductions liées aux projets 2026-2027	976	-	-	-
Achat de GSR supplémentaire prévu	1 000	240 000	240	Tant qu'il y aura combustion de gaz naturel aux immeubles et aux postes
Total des réductions estimées	1 976	-	-	-

STRATÉGIE TARIFAIRE — ÉQUILIBRAGE

Question 8 :**Références :**

- (i) B-0083
- (ii) B-0087

Préambule :

La FCEI compile les données suivantes à partir de la référence (ii).

Tarifs moyens d'équilibrage

	D1	D3	D4	D5A	D5B
2023-2024	4 189	1 563	0,899	-0,669	3 106
2024-2025	5 120	1 177	0,985	-0,640	2 865
Variation (%)	23 %	-25 %	10 %	-4 %	-8 %

Questions :

- 8.1 Relativement à la référence (i), veuillez présenter et expliquer le calcul de la somme des profils de consommation 7 005 106 m³.

Réponse :

1 La somme des profils de consommation se calcule en utilisant la formule suivante :

$$2 \quad \text{Somme des profils de consommation} = \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{1}{CU_i} \right) - 1 \right] \times \text{Volume}_i$$

3 où :

4 - n = nombre de clients

5 - $CU_i = \frac{A_i}{P_i}$

6 La formule vient modifier le volume de chaque client *i* en lui appliquant son profil de
 7 consommation. Cette manipulation est faite afin de représenter proportionnellement les besoins
 8 de pointe de chaque client. Ultimement, la somme sert de dénominateur dans le calcul du *Taux*
 9 *moyen de pointe*¹².

¹² R-3867-2023, pièce B-0696, Gaz Métro-5, Document 14, section 3.6.

8.2 Relativement à la référence (ii), veuillez identifier les principaux facteurs expliquant la hausse importante du taux d'équilibrage au tarif D1 ainsi qu'au tarif D4 parallèlement à des décroissances aux tarifs D3, D5 et D5B. Veuillez de plus indiquer si, et le cas échéant dans quelle mesure, la migration forcée de clients du tarif D5 vers le tarif D1 contribue à cette croissance du tarif.

Réponse :

1 Tout d'abord, le tableau compilé par la FCEI contient des erreurs. Pour l'année
2 tarifaire 2023-2024, elle fait référence aux taux moyens avec plafond tandis qu'elle se réfère aux
3 taux moyens sans plafond pour l'année tarifaire 2024-2025. Bien que cette erreur n'influence en
4 aucun cas les explications fournies, Énergir tient à la souligner. Voici le tableau corrigé, en rouge :

Tableau Q-8.2 (i)
Variation des taux moyens d'équilibrage par tarif

	D ₁	D ₃	D ₄	D _{5A}	D _{5B}
2023-2024	4 189	1 563	0,899	-0,669	3 106
2024-2025	5 122	1 177	0,986	-0,640	2 866
Variation (%)	22 %	-25 %	10 %	-4 %	-8 %

5 À titre de rappel, les tarifs moyens d'équilibrage sont calculés en utilisant la même formule que
6 pour les clients au tarif personnalisé. Par exemple, le tarif moyen au D₁ est calculé comme suit :

$$7 \quad \text{Taux moyen } D_1 = \left[\left(\frac{1}{A_{\text{moyen } D_1} / P_{\text{moyen } D_1}} \right) - 1 \right] \times 2.277 + 0.115$$

8 Le tarif d'équilibrage, tout comme la formule, est fonction du profil des clients. Pour les clients
9 aux tarifs D₁, D₄ et D_{5A}, le coefficient d'utilisation moyen (CU) s'est détérioré. En contrepartie,
10 le CU moyen s'est amélioré pour les clients au tarifs D₃ et D_{5B}.

11 Pour le tarif D₁, l'augmentation du tarif moyen s'explique par une consommation moyenne
12 annuelle (A) qui a diminué tout en conservant une pointe (P) semblable à celle de la précédente
13 cause tarifaire. Dans le cas du tarif D₄, une augmentation du P moyen tout en conservant un A
14 moyen similaire cause la variation positive du tarif moyen. Le tarif D_{5A} est un cas particulier où
15 les A et P moyens ont diminué. Cependant, le P a diminué à un rythme moindre que celui du A,
16 ce qui cause une augmentation du tarif moyen.

1 Le tarif moyen au D₃ diminue, car le P moyen est moindre tout en conservant le même A.
 2 Concernant le D_{5BA} c'est une combinaison d'un A moyen qui augmente tout en ayant une
 3 réduction du P qui fait descendre son taux moyen.

4 Un tableau détaillant les variations des paramètres et du CU par tarif est fourni ci-après.

5 Concernant l'impact d'une migration forcée de clients au tarif D₅ vers le tarif D₁, Énergir clarifie
 6 qu'aucun client du tarif D₅ n'a été forcé de transférer au tarif D₁.

Tableau Q-8.2 (ii)
Évolution des paramètres A et P par tarif

	2023-2024	2024-2025	Variation
Tarif D₁			
A	762	702	-7,9 %
P	2 272	2 245	-1,2 %
CU	34 %	31 %	-6,8 %
Tarif D₃			
A	2 744	2 764	0,7 %
P	4 581	4 053	-11,5 %
CU	60 %	68 %	13,9 %
Tarif D₄			
A	77 951	77 850	-0,1 %
P	104 214	107 601	3,2 %
CU	75 %	72 %	-3,3 %
Tarif D_{5A}			
A	20 358	14 573	-28,4 %
P	11 256	9 738	-13,5 %
CU	181 %	150 %	-17,3 %
Tarif D_{5B}			
A	6 754	6 979	3,3 %
P	16 485	15 408	-6,5 %
CU	41 %	45 %	10,6 %

8.3 Veuillez confirmer que les clients du tarif D1 de plus de 75 000 m3 seront facturés selon un taux d'équilibrage personnalisé.

Réponse :

1 Énergir le confirme.

8.4 Veuillez confirmer que les clients qui seront forcés de migrer du tarif D5 vers le tarif D1 seront facturés selon un taux d'équilibrage personnalisé. Dans l'affirmation, veuillez commenter le fait que des clients migrants du tarif D5 au tarif D1 puissent causer une hausse du tarif pour les clients de moins de 75 000 m3 alors qu'ils seront eux-mêmes facturés selon un taux personnalisé.

Réponse :

2 Comme mentionné à la réponse à la question 8.2, aucun client au tarif D5 n'a été forcé de
3 transférer vers le tarif D1. Cependant, il est probable que dans le futur, un client doive transférer
4 au tarif D1 s'il ne respecte plus les conditions lui permettant d'accéder au tarif interruptible.
5 Advenant le cas, Énergir confirme que ces clients se verront facturer un taux d'équilibrage
6 personnalisé. Chaque migration sera prise en considération dans le calcul du taux moyen
7 d'équilibrage, au même titre qu'un autre client au tarif D1 facturé selon un taux personnalisé.
8 Cependant, l'impact positif ou négatif de ce transfert devrait s'avérer minime compte tenu de
9 l'importance des volumes au tarif D1.

TARIF DE RÉCEPTION

Question 9 :

Références :

- (i) B-0112, p. 4
- (ii) B-0112, p. 5
- (iii) B-0112, p. 6
- (iv) B-0112, p. 7
- (v) B-0112, p. 9
- (vi) B-0112, p. 7
- (vii) B-0112, p. 11
- (viii) B-0112, Annexe 1, p. 4
- (ix) B-0112, Annexe 1

Préambule :

- (i)

« De plus, Énergir est d’avis que la production de GSR au Québec bénéficie à l’ensemble de sa clientèle via un approvisionnement décarboné, permettant de contribuer à la sécurité d’approvisionnement et de diminuer la dépendance à des sources externes. »
- (ii)

« Actuellement, dans le cas d’un raccordement standard d’un projet de GSR, l’ensemble des coûts associés à un projet d’injection est à la charge du producteur. C’est également le cas pour les investissements qui seraient requis sur le réseau gazier afin d’augmenter la capacité d’injection de GSR. »
- (iii)

« Afin de soutenir les projets québécois et leur contribution à l’atteinte des objectifs de décarbonation fixés par le gouvernement, Énergir propose dans ce document des modifications dans la prise en charge des coûts de raccordements et des actifs de renforcement, c’est-à-dire les investissements requis pour augmenter la capacité et la flexibilité du réseau gazier pour maximiser l’injection de GSR. »
- (iv)

« Énergir suit de près le développement de la filière et accompagne les producteurs dans l’élaboration de leurs projets de production de GSR. Dans les prochaines années, ceux-ci

seront appelés à se multiplier à travers la franchise, le plus près possible de la source de leurs intrants, et les réseaux à proximité ne seront pas tous en mesure d'accepter ces nouveaux volumes injectés sans ajustements hydrauliques. »

(v)

« Les renforcements qui, après analyse, auront été considérés comme étant requis pour favoriser efficacement l'injection de GSR — comme les bouclages et postes de rebours identifiés plus haut — contribueront non seulement à la décarbonation par l'approvisionnement en GSR québécois, mais aussi à la résilience et la sécurité d'approvisionnement du réseau. »

(vi)

« Ces contraintes limitant la quantité de GSR pouvant être injectée limiteront la rentabilité ou même la viabilité de projets de production de GSR au Québec. »

(vii)

« Dans le présent document, Énergir propose de modifier la méthode d'établissement des taux — volet Investissement et volet Distribution. Les propositions présentées ne touchent que les producteurs de GSR, tant actuels que ceux à venir. »

Questions :

9.1 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur la manière dont la production de GSR au Québec contribue à la sécurité des approvisionnements. Veuillez notamment donner des exemples de situation d'urgence où la sécurité d'approvisionnement serait affectée différemment selon ou non que des projets de GSR au Québec soient plus ou moins présent.

Réponse :

1 Aussi marginale soit-elle pour l'instant, la production de GSR en franchise constitue une
2 diversification des approvisionnements gaziers d'Énergir et son développement accroîtra cette
3 diversification. Par exemple, advenant un défaut de TCPL en amont d'Énergir EDA, la production
4 de GSR pourrait, entre autres, potentiellement permettre de maintenir partiellement la desserte aux
5 clients d'Énergir sur le même réseau que la production de GSR.

9.2 Veuillez commenter sur la sécurité d'approvisionnement d'un projet de GSR considérant les enjeux de production que ce type de projet peut rencontrer versus des approvisionnements à Dawn.

Réponse :

1 Toute production décentralisée en franchise permet de se doter de possibilités de maintien
2 d'alimentation de clients dont le réseau est alimenté par des producteurs de GSR. La stabilité de
3 production de ce type de projet s'améliore au fil des ans.

9.3 Veuillez indiquer si et comment un projet de GSR au Québec qui requiert des investissements sur le réseau contribue davantage à la sécurité des approvisionnements qu'un projet qui n'en requiert pas.

Réponse :

4 Tout projet de production de GSR au Québec nécessite des investissements, *a minima* pour se
5 raccorder au réseau gazier existant via l'installation d'une conduite et d'un poste d'injection.
6 Comme mentionné à la réponse à la question 9,1, et indépendamment des conditions de
7 raccordement, la production locale de GSR vient contribuer à la diversification des
8 approvisionnements d'Énergir.

9.4 Dans la situation où l'ensemble de l'approvisionnement en provenance de Dawn était perdu, veuillez indiquer si le réseau pourrait toujours être opéré de manière à acheminer la production québécoise de GSR dans la franchise.

Réponse :

9 Tous les volumes de GSR produits au Québec pour lesquels il existe un contrat d'achat entre
10 Énergir et un producteur sont déjà acheminés en franchise. Veuillez vous référer à la réponse à la
11 question 9.1 pour plus d'information.

9.5 Relativement à la référence (ii), veuillez confirmer que si un client consommateur se raccorde à la conduite de raccordement, une part du coût de celle-ci sera transféré à la charge de l'ensemble de la clientèle.

Réponse :

12 Dans la décision D-2019-141, la Régie a autorisé la méthode de fonctionnalisation des coûts d'une
13 conduite existante construite à des fins d'injection sur laquelle un client consommateur veut se

1 raccorder. La méthode est décrite en détail aux paragraphes 570 et suivants¹³. Les coûts classés
2 dans la catégorie « consommation » sont effectivement alloués au facteur CONDPRIND.

9.6 Relativement aux références (iii) et (vi), dans la mesure où Énergir a recours à une approche à livre ouvert pour la négociation des prix des contrats avec les producteurs québécois veuillez confirmer que si moins de coûts d'investissement sont considérés pour un projet, le prix payer sera réduit de manière conséquente.

Réponse :

3 Le prix dépend de chaque projet. Dans certains cas, il est possible qu'il y ait un effet à la baisse
4 sur le prix, en particulier pour les projets de moins de 5 Mm³, dont la sensibilité aux
5 investissements réseau est plus importante.

6 Jusqu'à présent, la totalité des coûts est à la charge des producteurs de GSR, sans aucun partage
7 avec la clientèle. La réduction des coûts d'investissements pour les producteurs de GSR permettra
8 avant tout la réalisation de davantage de projets de production de GSR , ce qui va dans le sens des
9 objectifs du gouvernement.

9.7 Dans ce contexte, veuillez expliquer en quoi une approche ou l'autre (faire supporter tous les investissements induits par le projet par le producteur et payer un prix plus élevé pour le GSR versus faire supporter une partie des investissements par l'ensemble de la clientèle et payer un prix moins élevé au producteur) fait une différence du point de vue du producteur. Le cas échéant, veuillez également élaborer sur les autres impacts d'une approche versus l'autre.

Réponse :

10 La réduction des investissements réseau à la charge des producteurs de GSR permet de réduire le
11 risque financier des projets et ainsi de permettre à davantage de projets de devenir une réalité. Les
12 investissements réseau peuvent être une limite infranchissable pour certains projets n'ayant pas
13 une proximité immédiate au réseau.

14 En réduisant le poids financier sur les projets, la socialisation d'une partie de l'investissement à
15 l'ensemble de la clientèle permet de favoriser la réalisation de davantage de projets de production
16 de GSR, tout en ayant un impact limité sur la clientèle.

9.8 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer pourquoi Énergir ne devrait pas favoriser en premier lieu les projets qui exigent moins d'investissement en raccordement ou en hydraulité.

¹³ Dossier R-4076-2018, décision D-2019-141.

Réponse :

1 Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignement n° 1 de
2 l’AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 3.

9.9 Relativement à la référence (v), veuillez confirmer que les investissements dont il est question ne seraient pas requis pour des enjeux de résilience exclusivement.

Réponse :

3 Les investissements dont il est question ne seraient pas requis exclusivement pour des enjeux de
4 résilience. L’objectif principal est de maximiser l’injection de GSR dans le réseau d’Énergir via un
5 meilleur partage des investissements et de s’appuyer sur les objectifs du gouvernement qui offre
6 des subventions pour des projets de production de GSR à long terme au Québec.

9.10 Relativement à la référence (v), veuillez indiquer si Énergir fait une distinction entre les notions de « sécurité d’approvisionnement » et de « sécurité d’approvisionnement du réseau ». Le cas échéant, veuillez expliquer. Veuillez confirmer que les investissements dont il est question ne seraient pas réalisés pour des enjeux de sécurité d’approvisionnement du réseau exclusivement, sinon veuillez expliquer en quoi ils seraient requis.

Réponse :

7 La référence (v) fait état de « sécurité d’approvisionnement du réseau ». Énergir ne voit pas de
8 distinction entre « sécurité d’approvisionnement » et « sécurité d’approvisionnement du réseau ».

9 Les investissements dont il est question ont pour objectif principal de maximiser l’injection de
10 GSR dans le réseau gazier, tout en contribuant à une diversification des approvisionnements
11 gaziers.

9.11 Veuillez confirmer qu’il existe des critères de conceptions de réseau qui doivent être respectés pour assurer un niveau adéquat de résilience et de fiabilité de la desserte.

Réponse :

12 Les critères de conception du réseau gazier sont régis selon les codes CSA (Canadian Standard
13 Association). En plus de ces codes, Énergir a établi et tient compte de plusieurs spécifications de
14 conception interne afin d’assurer l’intégrité ainsi que la fiabilité du réseau.

9.12 Relativement à la référence (vii), veuillez expliquer comment la proposition affecterait le tarif de réception pour les contrats existants et indiquer si et comment le prix de ces contrats serait ajusté en conséquence.

Réponse :

1 Concernant l'effet de la proposition sur les contrats existants, veuillez vous référer au tableau 7 de
2 la preuve sur la refonte du tarif de réception¹⁴.

3 Dans les contrats D_R signés avec les producteurs de GSR, il est précisé que le tarif D_R auquel ils
4 sont assujettis peut évoluer selon les décisions de la Régie. Tout changement au tarif D_R s'applique
5 donc également aux contrats en vigueur lorsque ce changement entre en vigueur.

6 Quant aux contrats d'achats de GSR, cela dépendra des contrats et sera géré au cas par cas de
7 manière confidentielle.

9.13 Relativement à la référence (viii), veuillez présenter la liste de l'ensemble des juridictions considérées pour le balisage et indiquer comment les cinq juridictions retenues ont été sélectionnées.

Réponse :

8 Le choix des juridictions s'est fait en collaboration avec la firme mandatée et avec un périmètre
9 établi à l'Europe et à l'Amérique du Nord. Elles ont été retenues selon plusieurs paramètres,
10 notamment le niveau de développement, la maturité et le potentiel de leur filière de production de
11 GSR, ou encore, la volonté des autorités de développer la filière.

9.14 Relativement à la référence (ix), veuillez comparer de manière plus élaborée les tarifs de rachat dans les autres juridictions au mécanisme de négociation à livre ouvert d'Énergir. Veuillez de plus commenter quant à la flexibilité qu'offre l'approche utilisée par Énergir comparativement aux mécanismes en place dans les autres juridictions.

Réponse :

12 Le balisage visait à cerner les pratiques de tarification des investissements requis sur le réseau
13 gazier pour l'injection et la maximisation des volumes injectés aux producteurs de GSR. Les tarifs
14 de rachat de GSR ne faisaient pas partie du mandat octroyé.

¹⁴ Pièce B-0112, Énergir-Q, Document 14.

CONDITIONS DU SERVICE INTERRUPTIBLE

Question 10 :

Références :

- (i) B-0091, p. 6

Préambule :

- (i)

« Énergir propose de modifier l'article 14.4.1 des CST pour refléter la restriction d'entrée au tarif interruptible.

« 14.4.1 Application

[...]

Pour être admissible à ce service, le client doit utiliser le service de transport du distributeur. Pour toute demande d'adhésion à ce service, le client doit démontrer la capacité de s'interrompre. Les critères liés à la capacité à s'interrompre sont : le recours au gaz d'appoint pour éviter une interruption lors des hivers passés, la possession et le bon fonctionnement d'appareils de redondance utilisant une autre source d'énergie que le gaz naturel, l'existence d'un plan d'action visant l'arrêt ou la réduction des opérations, ainsi que la durée pour laquelle un client peut soutenir une interruption. Le distributeur avisera le client par écrit de sa décision d'accepter ou non sa demande d'adhésion au tarif D5. »

Questions :

- 10.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer comment serait appliqué le critère de recours au gaz d'appoint pour éviter une interruption lors des hivers passés et en quoi se recours informe Énergir quant à la capacité des clients de s'interrompre ?

Réponse :

- 1 En fait, un client qui se serait interrompu sans utiliser de gaz d'appoint pour éviter une
2 interruption dans le passé sera considéré comme étant un client capable de s'interrompre. Pour
3 les clients ayant utilisé du gaz d'appoint pour éviter une interruption dans le passé, cela peut être
4 un facteur parmi d'autres qui tend à démontrer que le client peut éprouver de la difficulté à
5 s'interrompre réellement.

FRAIS DE LA FACTURE PAPIER

Question 11 :

Références :

- (i) B-0092, p. 6

Préambule :

(i)

« Énergir souhaite que la mise en place de cette nouvelle mesure soit applicable à l'ensemble de sa clientèle. Toutefois, elle comprend que dans des cas particuliers, il peut être difficile pour certaines personnes d'adhérer à la facturation électronique. Les personnes voulant se prévaloir d'une exemption devront téléphoner au service à la clientèle pour en faire la demande. Énergir pourra y donner suite au cas par cas. »

Questions :

- 11.1 Veuillez élaborer sur les des démarches requises pour obtenir l'exemption des frais proposés, les circonstances qui pourraient justifier une exemption et les critères prévus pour en juger.

Réponse :

1 Les exemptions s'appliqueront aux personnes ayant des limitations physiques ou intellectuelles
2 pour accéder à un outil électronique et pour les personnes de 65 ans et plus.

- 11.2 Veuillez indiquer si la clientèle affaires pourrait être éligible à cette exemption.

Réponse :

3 Comme les critères d'exemption seront applicables à des personnes individuelles, la clientèle
4 affaires en sera exclue.

- 11.3 Veuillez indiquer si, à la connaissance d'Énergir, d'autres services d'utilité publique ou compagnies de service appliquent une politique semblable.

Réponse :

5 Énergir en a pris connaissance et confirme que plusieurs institutions financières et compagnies
6 de télécommunications appliquent des frais à la facture papier.

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2023-2024 RR-Version24
--	---

RES NC	Type de projet	Cumul - 0	Représentant	Représentant
Cumul	Type de client	Cumul - Mixte	Conseiller	Conseiller
	Région	Cumul	OTP	10-Cumul
	Municipalité	Cumul		
	Nb de clients potentiels	0	Coût en capital prospectif	6,23%
	Longueur en MLN	7000 mètres	Coût en capital prospectif après impôt	5,61%

En dollars (\$)	Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients			451	331	331	331	331
Volume à 100% en m ³			18 802 595	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382
Volume ajusté en m ³			15 982 206	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		1	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans		2	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		3	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	1 826 179	1 826 179	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	304 443	304 443	0	0	0	0	0
Frais de conduite	2 130 622	2 130 622	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	3 232 343	2 826 418	405 925	0	0	(0)	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	217 677	209 404	8 273	0	0	(0)	0
Frais de branchement	3 450 021	3 035 822	414 198	0	0	(0)	0
Frais de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans		73 218	12 721	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans		60 533	10 032	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans		37 454	4 536	0	0	(0)	0
Frais de compteur(s)	601 977	171 205	27 289	0	0	(0)	0
Frais UMQ	125 654	115 571	10 083	0	0	(0)	0
Frais généraux corporatifs		0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans			0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	1 999 013		1 607 447	391 565	0	0	(0)
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(73 859)	0	(61 526)	(12 332)	0	0	0
CASEP - Immobilisations		0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures		0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(370 741)	(225 720)	(145 020)	0	0	0	0
Investissement total	7 862 686,50	5 227 499	1 852 471	379 233	0	(0)	(0)
Coût d'opération		0	73 300	30 085	29 881	29 881	29 881
Autres dépenses d'exploitation		0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable			350 336	401 482	400 965	400 965	400 965
Taxe sur les services publics			94 881	98 208	92 218	86 413	80 608
Redevances			28 482	7 621	7 621	7 621	7 621
Impôts			33 147	48 732	53 520	55 837	57 412
Rendement			384 091	423 639	405 380	380 400	355 420
Revenu requis		0	964 238	1 009 767	989 585	961 117	931 907
Revenus			0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)			21,1456	24,1059	24,1417	24,1578	24,1655
Revenu de distribution			3 379 536	1 030 930	1 032 462	1 033 151	1 033 481
Contribution tarifaire annuelle		0	(2 417 530)	(23 612)	(45 324)	(74 481)	(104 022)
			6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle			(133 876)	(164 294)	(195 207)	(226 559)	(258 302)

Contribution tarifaire (3 ans) Contribution tarifaire (5 ans) Contribution tarifaire (10 ans)	Contribution tarifaire (15 ans) Contribution tarifaire (20 ans) Contribution tarifaire (40 ans)
(2 334 482) (2 469 862) (3 063 660)	(4 207 375) (5 187 538) (7 935 889)
Point mort tarifaire	1,0 ans
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	13,65%
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,85

Date d'impression : 2024-06-19 14:09

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2023-2024 RR-Version24
--	---

RES NC	Type de projet	Cumul - 0	Représentant	Représentant
Cumul	Type de client	Cumul - Mixte	Conseiller	Conseiller
	Région	Cumul	OTP	10-Cumul
	Municipalité	Cumul		
	Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif	6,23%
	Longueur en MLN	7000 mètres	Coût en capital prospectif après impôt	5,61%

En dollars (\$)	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients	331	331	331	331	331	331
Volume à 100% en m³	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382
Volume ajusté en m3	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	(0)	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	(0)	0	0	0	0	0
Coût d'opération	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	400 965	400 965	400 965	400 965	400 965	400 965
Taxe sur les services publics	80 608	74 803	68 998	63 193	57 388	51 583
Redevances	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621
Impôts	57 412	58 343	58 710	58 582	58 015	57 057
Rendement	355 420	330 440	305 460	280 480	255 499	230 519
Revenu requis	931 907	902 052	871 635	840 721	809 369	777 627
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655
Revenu de distribution	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481
Contribution tarifaire annuelle	(104 022)	(133 876)	(164 294)	(195 207)	(226 559)	(258 302)
		11	12	13	14	15
Contribution tarifaire annuelle		(442 592)	(497 392)	(508 877)	(525 170)	(539 516)

Contribution tarifaire (3 ans)	(2 334 482)	Contribution tarifaire (15 ans)	(4 207 375)
Contribution tarifaire (5 ans)	(2 469 862)	Contribution tarifaire (20 ans)	(5 187 538)
Contribution tarifaire (10 ans)	(3 063 660)	Contribution tarifaire (40 ans)	(7 935 889)

Point mort tarifaire	1,0 ans
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	13,65%
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,85

Date d'impression : 2024-06-19 14:09

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2023-2024 RR-Version24
--	---

RES NC	Type de projet	Cumul - 0	Représentant	Représentant
Cumul	Type de client	Cumul - Mixte	Conseiller	Conseiller
	Région	Cumul	OTP	10-Cumul
	Municipalité	Cumul		
	Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif	6,23%
	Longueur en MLN	7000 mètres	Coût en capital prospectif après impôt	5,61%

En dollars (\$)	10	11	12	13	14	15
Nombre de clients	331	331	331	331	331	331
Volume à 100% en m³	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382
Volume ajusté en m3	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	73 218	12 721	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	60 533
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	73 218	12 721	0	60 533
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	73 218	12 721	0	60 533
Coût d'opération	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	400 965	240 220	201 063	201 063	201 063	201 063
Taxe sur les services publics	51 583	48 189	45 383	42 576	39 770	36 963
Redevances	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621
Impôts	57 057	56 878	57 787	57 073	55 321	56 308
Rendement	230 519	210 546	196 800	188 836	177 102	164 576
Revenu requis	777 627	593 336	538 536	527 051	510 759	496 413
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655
Revenu de distribution	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481
Contribution tarifaire annuelle	(258 302)	(442 592)	(497 392)	(508 877)	(525 170)	(539 516)
		16	17	18	19	20
Contribution tarifaire annuelle		(551 297)	(567 243)	(581 682)	(596 146)	(611 014)

Contribution tarifaire (3 ans)	(2 334 482)	Contribution tarifaire (15 ans)	(4 207 375)
Contribution tarifaire (5 ans)	(2 469 862)	Contribution tarifaire (20 ans)	(5 187 538)
Contribution tarifaire (10 ans)	(3 063 660)	Contribution tarifaire (40 ans)	(7 935 889)
Point mort tarifaire	1,0 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	13,65%		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,85		

Date d'impression : 2024-06-19 14:09

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2023-2024 RR-Version24
--	---

RES NC	Type de projet	Cumul - 0	Représentant	Représentant
Cumul	Type de client	Cumul - Mixte	Conseiller	Conseiller
	Région	Cumul	OTP	10-Cumul
	Municipalité	Cumul		
	Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif	6,23%
	Longueur en MLN	7000 mètres	Coût en capital prospectif après impôt	5,61%

En dollars (\$)	15	16	17	18	19	20
Nombre de clients	331	331	331	331	331	331
Volume à 100% en m³	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382
Volume ajusté en m3	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	60 533	10 032	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	60 533	10 032	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	60 533	10 032	0	0	0	0
Coût d'opération	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	201 063	201 063	201 063	201 063	201 063	201 063
Taxe sur les services publics	36 963	34 157	31 350	28 544	25 737	22 931
Redevances	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621
Impôts	56 308	56 088	54 850	55 744	56 612	57 077
Rendement	164 576	155 821	143 919	131 393	118 867	106 341
Revenu requis	496 413	484 631	468 685	454 246	439 782	424 915
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655
Revenu de distribution	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481
Contribution tarifaire annuelle	(539 516)	(551 297)	(567 243)	(581 682)	(596 146)	(611 014)
		21	22	23	24	25
Contribution tarifaire annuelle		(628 700)	(643 878)	(659 621)	(697 949)	(851 449)

Contribution tarifaire (3 ans)	(2 334 482)	Contribution tarifaire (15 ans)	(4 207 375)
Contribution tarifaire (5 ans)	(2 469 862)	Contribution tarifaire (20 ans)	(5 187 538)
Contribution tarifaire (10 ans)	(3 063 660)	Contribution tarifaire (40 ans)	(7 935 889)
Point mort tarifaire	1,0 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	13,65%		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,85		

Date d'impression : 2024-06-19 14:09

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2023-2024 RR-Version24
--	---

RES NC	Type de projet	Cumul - 0	Représentant	Représentant
Cumul	Type de client	Cumul - Mixte	Conseiller	Conseiller
	Région	Cumul	OTP	10-Cumul
	Municipalité	Cumul		
	Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif	6,23%
	Longueur en MLN	7000 mètres	Coût en capital prospectif après impôt	5,61%

En dollars (\$)	20	21	22	23	24	25
Nombre de clients	331	331	331	331	331	331
Volume à 100% en m³	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382
Volume ajusté en m3	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	73 218	12 721
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	4 536	0	0	(0)	0
Frais de compteur(s)	0	4 536	0	0	73 218	12 721
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	4 536	0	0	73 218	12 721
Coût d'opération	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	201 063	199 191	199 191	199 191	181 938	73 285
Taxe sur les services publics	22 931	20 125	17 318	14 512	11 964	11 046
Redevances	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621
Impôts	57 077	56 538	56 294	55 767	49 111	8 571
Rendement	106 341	93 873	81 746	69 336	57 464	54 075
Revenu requis	424 915	407 228	392 051	376 307	337 980	184 479
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655
Revenu de distribution	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481
Contribution tarifaire annuelle	(611 014)	(628 700)	(643 878)	(659 621)	(697 949)	(851 449)
		26	27	28	29	30
Contribution tarifaire annuelle		(870 490)	(873 238)	(876 403)	(879 875)	(883 604)

Contribution tarifaire (3 ans)	(2 334 482)	Contribution tarifaire (15 ans)	(4 207 375)
Contribution tarifaire (5 ans)	(2 469 862)	Contribution tarifaire (20 ans)	(5 187 538)
Contribution tarifaire (10 ans)	(3 063 660)	Contribution tarifaire (40 ans)	(7 935 889)
Point mort tarifaire	1,0 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	13,65%		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,85		

Date d'impression : 2024-06-19 14:09

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2023-2024 RR-Version24
--	---

RES NC	Type de projet	Cumul - 0	Représentant	Représentant
Cumul	Type de client	Cumul - Mixte	Conseiller	Conseiller
	Région	Cumul	OTP	10-Cumul
	Municipalité	Cumul		
	Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif	6,23%
	Longueur en MLN	7000 mètres	Coût en capital prospectif après impôt	5,61%

En dollars (\$)	25	26	27	28	29	30
Nombre de clients	331	331	331	331	331	331
Volume à 100% en m ³	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382
Volume ajusté en m ³	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	12 721	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	60 533
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	12 721	0	0	0	0	60 533
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	12 721	0	0	0	0	60 533
Coût d'opération	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	73 285	63 502	63 947	63 947	63 947	63 947
Taxe sur les services publics	11 046	10 275	9 497	8 719	7 941	7 164
Redevances	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621
Impôts	8 571	3 553	5 108	6 704	7 994	9 026
Rendement	54 075	50 607	46 637	42 653	38 669	34 685
Revenu requis	184 479	165 438	162 691	159 526	156 054	152 324
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655
Revenu de distribution	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481
Contribution tarifaire annuelle	(851 449)	(870 490)	(873 238)	(876 403)	(879 875)	(883 604)
		31	32	33	34	35
Contribution tarifaire annuelle		(885 112)	(890 583)	(894 372)	(898 032)	(901 960)

Contribution tarifaire (3 ans)	(2 334 482)	Contribution tarifaire (15 ans)	(4 207 375)
Contribution tarifaire (5 ans)	(2 469 862)	Contribution tarifaire (20 ans)	(5 187 538)
Contribution tarifaire (10 ans)	(3 063 660)	Contribution tarifaire (40 ans)	(7 935 889)
Point mort tarifaire	1,0 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	13,65%		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,85		

Date d'impression : 2024-06-19 14:09

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2023-2024 RR-Version24
--	---

RES NC	Type de projet	Cumul - 0	Représentant	Représentant
Cumul	Type de client	Cumul - Mixte	Conseiller	Conseiller
	Région	Cumul	OTP	10-Cumul
	Municipalité	Cumul		
	Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif	6,23%
	Longueur en MLN	7000 mètres	Coût en capital prospectif après impôt	5,61%

En dollars (\$)	30	31	32	33	34	35
Nombre de clients	331	331	331	331	331	331
Volume à 100% en m³	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382
Volume ajusté en m3	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	60 533	10 032	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	60 533	10 032	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	60 533	10 032	0	0	0	0
Coût d'opération	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	63 947	63 947	63 947	63 947	63 947	63 947
Taxe sur les services publics	7 164	6 386	5 608	4 830	4 052	3 275
Redevances	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621
Impôts	9 026	8 509	7 175	8 148	9 249	10 083
Rendement	34 685	34 473	31 114	27 130	23 146	19 162
Revenu requis	152 324	150 817	145 346	141 557	137 896	133 968
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655
Revenu de distribution	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481
Contribution tarifaire annuelle	(883 604)	(885 112)	(890 583)	(894 372)	(898 032)	(901 960)
		36	37	38	39	40
Contribution tarifaire annuelle		(906 110)	(907 496)	(913 585)	(917 622)	(974 543)

Contribution tarifaire (3 ans)	(2 334 482)	Contribution tarifaire (15 ans)	(4 207 375)
Contribution tarifaire (5 ans)	(2 469 862)	Contribution tarifaire (20 ans)	(5 187 538)
Contribution tarifaire (10 ans)	(3 063 660)	Contribution tarifaire (40 ans)	(7 935 889)
Point mort tarifaire	1,0 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	13,65%		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,85		

Date d'impression : 2024-06-19 14:09

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2023-2024 RR-Version24
--	---

RES NC	Type de projet	Cumul - 0	Représentant	Représentant
Cumul	Type de client	Cumul - Mixte	Conseiller	Conseiller
	Région	Cumul	OTP	10-Cumul
	Municipalité	Cumul		
	Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif	6,23%
	Longueur en MLN	7000 mètres	Coût en capital prospectif après impôt	5,61%

En dollars (\$)	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients	331	331	331	331	331	331
Volume à 100% en m³	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382	5 031 382
Volume ajusté en m3	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675	4 276 675
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	73 218	12 721	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	73 218	12 721	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	73 218	12 721	0	0	0
Coût d'opération	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881	29 881
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	63 947	63 947	63 947	63 947	63 947	23 319
Taxe sur les services publics	3 275	2 497	1 719	941	163	(5)
Redevances	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621	7 621
Impôts	10 083	10 694	9 509	7 389	8 114	(5 293)
Rendement	19 162	15 178	15 756	12 564	8 580	5 862
Revenu requis	133 968	129 818	128 433	122 344	118 307	61 385
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655	24,1655
Revenu de distribution	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481	1 033 481
Contribution tarifaire annuelle	(901 960)	(906 110)	(907 496)	(913 585)	(917 622)	(974 543)

Contribution tarifaire annuelle					
---------------------------------	--	--	--	--	--

Contribution tarifaire (3 ans)	(2 334 482)	Contribution tarifaire (15 ans)	(4 207 375)
Contribution tarifaire (5 ans)	(2 469 862)	Contribution tarifaire (20 ans)	(5 187 538)
Contribution tarifaire (10 ans)	(3 063 660)	Contribution tarifaire (40 ans)	(7 935 889)

Point mort tarifaire	1,0 ans
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	13,65%
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,85

Date d'impression : 2024-06-19 14:09