

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE  
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR,  
S.E.C., À COMPTER DU 1ER OCTOBRE 2023**

**DOSSIER R-4213-2022 phase 2**

---

**VISION À LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER**

**Question 1**

**Références:**

- (i) B-0051, pp. 26 et 27
- (ii) <https://www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/conformite/autorisation-projet-electrique/criteres-hydrogene>

**Préambule :**

(i)

« Concernant l'hydrogène, on estime qu'environ 10 millions de tonnes métriques sont actuellement produites aux États-Unis, essentiellement de l'hydrogène produit selon le processus de reformage à la vapeur. L'administration fédérale américaine souhaite élever la production d'hydrogène « propre » à la hauteur de 50 millions de tonnes métriques d'ici 2050, par le biais de carrefours de production. Or actuellement, plusieurs distributeurs gaziers sont à analyser la capacité de leur réseau gazier d'accueillir des volumes d'hydrogène. Certains ont proposé des cibles d'injections d'ici quelques années. Des producteurs électriques ont aussi pour leur part annoncé soit des projets pilotes d'injection ou la signature de contrats avec des tiers pour la production d'électricité en utilisant une part d'hydrogène. Peu de données agrégées sont disponibles. »

(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 identifier les distributeurs gaziers connus d'Énergir qui sont à analyser la capacité de leur réseau gazier d'accueillir des volumes d'hydrogène et, le cas échéant, les cibles d'injections proposées.

**Réponse :**

Bien qu'Énergir n'effectue aucun recensement exhaustif de ces distributeurs, il est de connaissance publique que plusieurs distributeurs gaziers sont à analyser la capacité de leur réseau gazier d'accueillir des volumes d'hydrogène. À cet effet, une liste de ces distributeurs a été créée par les services de renseignements financiers S&P Global Market Intelligence.<sup>1</sup>

- 1.2 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si, à la connaissance d'Énergir, il existe des sources d'hydrogène fatal à proximité de son réseau et, le cas échéant, si les contraintes d'hydraulicité à proximité permettraient l'injection de cet hydrogène dans le réseau.

**Réponse :**

Selon la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal, il existe actuellement, au Québec, seulement deux établissements produisant de l'hydrogène fatal, soit comme sous-produit<sup>2</sup>. Énergir conduit présentement des tests pour vérifier l'interchangeabilité de l'hydrogène sur le réseau gazier de manière générale<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/us-hydrogen-pilot-projects-build-up-as-gas-utilities-look-for-low-carbon-future-65570349>, 2021.

<sup>2</sup> [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2022/01/MemoireHEC\\_H2-Bioenergies\\_jan2022.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2022/01/MemoireHEC_H2-Bioenergies_jan2022.pdf).

<sup>3</sup> Voir dossier R-4165-2021.

**DEMANDE DE GSR**

**Question 2**

**Références:**

- (i) B-0059, p. 1
  - (ii) <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/avis-spede-20230228.pdf>
  - (iii) B-0051, p. 30
  - (iv) B-0051, p. 33
  - (v) B-0051, p. 34
  - (vi) B-0051, p. 35
  - (vii) B-0052, p. 38
  - (viii) B-0052, p. 11, tableau 8
- (iii) « En décembre 2022, l'EPA proposait un important relèvement des volumes cibles de biocarburants celluloseux, en raison de la mise en place de modalités, permettant aux volumes de biogaz ou de GNR destinés à la production électrique d'alimenter les véhicules de transport légers et de générer des RIN et des electric RIN (eRin). Selon ces propositions, le volume visé de carburants celluloseux – donc de RIN D3 – serait multiplié par trois à l'horizon 2025. Sous réserve des volumes finaux et des mécanismes d'ajustement attendus au début de l'été 2023, il apparaît néanmoins certain que ces volumes se traduiront par une augmentation appréciable de la demande de GNR ou de biogaz dans le cas de la production électrique. La production de GNR ou de biogaz devrait s'accroître pour satisfaire cette demande et la valeur du RIN D3 pourrait alors s'élever pour stimuler cette production. Depuis le début de 2023, la valeur du RIN D3 évolue dans une fourchette de 25 \$US/MMBtu à 30 \$US/MMBtu. »
- (iv) « L'an dernier, la Californie a amorcé la révision quinquennale de son programme et devrait annoncer des modifications incluant un durcissement des cibles de réduction des GES à l'horizon 2030. Ces éventuels changements devraient se traduire par un relèvement de la valeur du crédit LCFS en Californie. »
- (v) « Selon les données actuelles, on obtient une valorisation hypothétique de plus de 36 \$US/MMBtu ou environ 46 \$/GJ. »

(vi)

« Le marché des biogaz et du GSR est en pleine expansion. Les volumes produits sont en hausse et la valeur potentielle des unités augmente également. Il existe de nombreux programmes gouvernementaux qui donnent une valeur au biogaz et au GSR lorsqu'ils sont destinés au transport ou à la production électrique. Ces programmes se superposent parfois ou sont autrement en compétition. Quoi qu'il en soit, les objectifs de décarbonation de ces nombreux programmes pour valoriser ces énergies renouvelables créent un engouement pour la ressource, et une très forte compétition entre ceux qui souhaitent l'acquérir. »

(vii)

« Pour faire suite aux efforts de commercialisation du GSR, la demande volontaire pour le GSR est en croissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2024-2027. Ainsi, il est prévu que la consommation volontaire de GSR passera de 123,6 106 m<sup>3</sup> en 2023-2024 à 278,5 106 m<sup>3</sup> en 2026-2027. »

**Questions :**

2.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer quel est le coût moyen des approvisionnements en GSR ayant été utilisé pour les fins de la prévision des achats volontaires de GSR (« gaz de réseau GSR ») pour chacune des années du plan. Veuillez réconcilier l'utilisation de ce coût moyen avec vos anticipations de hausse de prix du GNR sur le marché nord-américain (iii à vi), considérant qu'une part importante des approvisionnements relève de contrats non signés, notamment en 2025-2026 et 2026-2027.

**Réponse :**

Les prévisions de prix sont basées sur les contrats signés et les modalités de ces contrats. Énergir est actuellement dans le processus de sécuriser les volumes de GSR avec des débuts de livraison prévus pour 2024-2025. Pour les années 2025-2026 et les suivantes, Énergir n'est pas en mesure de prédire le prix exact des futurs approvisionnements. Cependant, Énergir a mis en place un processus d'appel d'offres rigoureux et compétitif qui devrait lui permettre de sécuriser des volumes de GSR au meilleur coût. Les prévisions de prix et de volumes sont mises à jour périodiquement, suivant la signature de nouveaux contrats d'approvisionnement en GSR. À noter que le marché du LCFS en Californie et le marché des RIN (ex. : RIN D3) sont des indicateurs de prix de marchés à court terme. En signant des contrats long terme (ex. : 20 ans), Énergir se prémunit en partie contre ces marchés.

Le coût moyen des approvisionnements en GSR utilisé pour les fins de la prévision des achats volontaire s'appuie sur une continuité du coût présenté à la référence (i) (ligne 14). Toutefois, Énergir tient à rappeler que le prix du GSR n'est qu'un des intrants utilisés dans la prévision des achats volontaires, qui est influencée par une multitude de facteurs externes, mais également des efforts importants déployés à l'interne qui évoluent constamment.

- 2.2 Veuillez indiquer si la révision annoncée à la référence (ii) a été prise en compte dans l'établissement du prix anticipé du SPEDE (viii).

**Réponse :**

Le tableau 8 de la référence (viii) est dérivé des données présentées au tableau 7 de la même référence, lesquelles sont issues des prévisions de la firme ClearBlue Markets<sup>4</sup>.

La révision annoncée à la référence (ii) a partiellement été considérée dans les prévisions, puisque les discussions entourant cette démarche étaient déjà commencées en Californie au moment où les prévisions ont été préparées.

Sans que les résultats concrets de la révision soient connus, puisque la démarche n'est pas complétée, certains impacts anticipés ont pu être considérés dans les prévisions.

- 2.3 Veuillez indiquer si la prévision des ventes volontaires de GSR prend en compte la mise en application du nouveau programme PED. Si oui, veuillez indiquer la part des ventes qui est associée à ce programme sur l'horizon du plan. Sinon, veuillez inclure l'impact sur l'horizon du plan.

**Réponse :**

La prévision des ventes volontaires de GSR ne prend pas en compte la mise en application du programme PED. L'impact sur la demande volontaire de GSR de ce nouveau programme a été évalué à 6,9 Mm<sup>3</sup> additionnels par année et aidera Énergir à atteindre sa cible de demande volontaire de GSR sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2024-2027.

---

<sup>4</sup> Voir pièce B-0052, Énergir-H, Document 2, page 10, lignes 18 à 20.

## POSITION CONCURRENTIELLE ET VENTES

### Question 3

#### Références:

- (i) B-0052, p. 14, tableau 11
- (ii) R-4177-2021, B-0178, p. 14, tableau 11
- (iii) B-0076, p. 14
- (iv) B-0052, p. 15, tableau 12
- (v) B-0052, p. 26, tableau 17
- (vi) B-0052, p. 25
- (vii) B-0054, p. 25

#### Préambule:

- (i)

**Tableau 11**  
**Situation concurrentielle projetée de 2023-2024 à 2026-2027**  
**Marché résidentiel (chauffage)**  
**(Gaz naturel = 100)**

	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
<b>Volume annuel</b>	<b>1 010 m<sup>3</sup></b>	<b>1 955 m<sup>3</sup></b>	<b>2 914 m<sup>3</sup></b>	<b>7 897 m<sup>3</sup></b>	<b>15 000 m<sup>3</sup></b>
<b>2023-2024</b>					
Électricité efficace	63	73	76	N/A	N/A
Électricité standard	78	94	102	90	135
Biénergie efficace	76	71	68	N/A	N/A
Biénergie standard	82	79	77	75	74
<b>2024-2025</b>					
Électricité efficace	63	72	75	N/A	N/A
Électricité standard	78	94	101	88	130
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	79	77	74	72
<b>2025-2026</b>					
Électricité efficace	63	72	75	N/A	N/A
Électricité standard	78	93	100	86	127
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	78	76	73	71
<b>2026-2027</b>					
Électricité efficace	62	71	74	N/A	N/A
Électricité standard	77	92	99	85	123
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	78	76	72	70

(ii)

**Tableau 11**  
**Situation concurrentielle projetée de 2022-2023 à 2025-2026**  
**Marché résidentiel (chauffage)**

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction	Construction existante	Construction existante
Vol. an. de chauf.	Équipements récents et plus efficaces	Équipements récents et plus efficaces	Équipements âgés et moins efficaces
	1 417 m <sup>3</sup>	2 151 m <sup>3</sup>	2 674 m <sup>3</sup>
<b>1 2022-2023</b>			
2 Mazout n° 2	173	186	175
3 Électricité	117	131	108
<b>4 2023-2024</b>			
5 Mazout n° 2	166	179	168
6 Électricité	119	133	110
<b>7 2024-2025</b>			
8 Mazout n° 2	161	173	162
9 Électricité	120	134	111
<b>10 2025-2026</b>			
11 Mazout n° 2	156	168	158
12 Électricité	116	130	108

(vi)

« À compter de 2025-2026, deux nouveaux clients du secteur de la métallurgie amèneront une hausse de 201,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au tarif D4, expliquant ainsi l'augmentation importante des livraisons en 2025-2026 et 2026-2027 par rapport aux années précédentes.

(vii)

« En effet, au moment de la rédaction du plan d'approvisionnement, un projet répond aux critères d'établissement de la marge excédentaire présentés lors de la Cause tarifaire 2019-2020 et dont la Régie a pris acte dans sa décision D-2019-141 (paragr. 189). Ce projet prévoit des volumes de 27 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2023-2024 et 36 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour les trois années suivantes. Si le projet se réalisait en 2023-2024, il serait intégré dans la prévision 0-12, serait inclus dans la demande continue et des outils pourraient être contractés, selon le résultat du calcul des besoins de pointe et de l'hiver extrême à ce moment-là. Pour les années subséquentes, Énergir dispose des outils nécessaires pour couvrir le besoin généré par ce projet.

**Questions :**

3.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si le scénario de référence représente :

3.1.1 une nouvelle construction ou une construction existante;

**Réponse :**

Comme expliqué à la page 13 de la pièce B-0052, Énergir-H, Document 2, les cas types ont été remplacés par ceux présentés dans le cadre du dossier de la biénergie (R-4169-2021), à la pièce B-0034, HQD-Énergir-1, Document 1. Aussi, comme expliqué à la réponse à la question 20.1 de la demande de renseignements n° 1 d'OC, à la pièce B-0042, HQD-Énergir-2, Document 9, Énergir est partie de la base de données de consommation de sa clientèle pour fournir des cas représentatifs en fonction des paliers de consommation les plus représentés, peu importe la technologie utilisée. Ces cas types sont donc un amalgame de constructions existantes récentes ou plus anciennes et d'équipements plus récents et plus âgés.

3.1.2 des équipements récents et plus efficaces ou des équipements plus âgés et moins efficaces.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.2 Veuillez indiquer l'efficacité des systèmes retenue pour les fins des calculs et justifier cette efficacité.

**Réponse :**

Les différentes efficacités retenues sont identiques à celles utilisées dans le dossier de la biénergie (R-4169-2021) et sont des moyennes reflétant ce qu'on peut trouver chez les clients. Le tableau ci-dessous présente les différentes efficacités retenues:

Gaz naturel	Chauffage	85 %
	Eau chaude	62 %
Électricité	Chauffage résistif	100 %
	Thermopompe	250 %
	Eau chaude	100 %

- 3.3 Veuillez expliquer la détérioration de la position concurrentielle du gaz naturel, laquelle était, depuis de nombreuses années, favorable face à l'électricité (ii) et qui, au présent dossier, devient défavorable dans presque tous les cas de figure et notamment face à l'électricité standard (i). Veuillez identifier les principaux paramètres qui sont à l'origine de cette évolution et indiquer la valeur de ces paramètres au dossier précédent et au présent dossier.

**Réponse :**

Tout d'abord, Énergir tient à préciser que les cas types présentés ne sont plus comparables avec ceux présentés dans le passé, car ces derniers ne reflétaient que des factures pour un usage de chauffage. Avec la biénergie, il faut un portrait global de la facture énergétique pour apprécier l'avantage concurrentiel. De plus, les anciens cas types présentaient un type de résidence pour lequel l'âge du bâtiment et de l'appareil de chauffage variait alors que dans le présent dossier, ces critères sont uniques et seul le niveau de consommation varie. Par conséquent, il devient difficile d'isoler l'effet des paramètres permettant d'expliquer une dégradation de la position concurrentielle. Cependant, deux éléments principaux expliquent cette évolution :

- La position concurrentielle du gaz naturel s'est dégradée par rapport aux dernières années à cause de la hausse plus forte du coût des composantes de la facture de gaz naturel. Le tableau ci-dessous montre les positions concurrentielles de l'électricité standard par rapport au gaz naturel pour les cas types des causes tarifaires 2022-2023 et précédentes.

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction	Construction existante	
	Équipements récents et plus efficaces	Équipements récents et plus efficaces	Équipements âgés et moins efficaces
Volume annuel de chauffage	1 417 m <sup>3</sup>	2 151 m <sup>3</sup>	2 674 m <sup>3</sup>
CT2023-2024	103	115	95
CT2022-2023	119	133	110

La ligne CT2022-2023 réfère aux résultats présentés dans la Cause tarifaire 2022-2023 (R-4177-2021) avec les coûts évalués pour la période 2023-2024, alors que la ligne CT2023-2024 représente ce qu'auraient été les résultats si le prix des composantes du gaz naturel et le prix de l'électricité avaient été ceux retenus dans la Cause tarifaire 2023-2024.

- L'efficacité de l'appareil au gaz naturel est maintenant de 85 % au lieu de 92 % dans les cas de nouvelles constructions et de constructions existantes avec équipements récents. Par conséquent, la consommation électrique équivalente est moins importante, ce qui favorise la facture électrique par rapport aux anciennes hypothèses :

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction	Construction existante	
	Équipements récents et plus efficaces	Équipements récents et plus efficaces	Équipements âgés et moins efficaces
Volume annuel de chauffage	1 417 m <sup>3</sup>	2 151 m <sup>3</sup>	2 674 m <sup>3</sup>
CT2023-2024	112	124	124
CT2022-2023	119	133	110

3.4 Veuillez confirmer que les situations concurrentielles présentées au tableau 11 (i) reflètent l'usage de gaz naturel de source fossile (GSF). Dans l'affirmative, veuillez présenter un tableau équivalent reflétant la situation concurrentielle pour des clients

consommations 100% de GSR conformément à la demande qui sera traitée en phase 3 (iii).

**Réponse :**

Énergir le confirme.

Énergir a reproduit le tableau 11 de la référence (i) pour des clients consommant 100 % de GSR. La portion de gaz naturel en biénergie est également au GSR. Le prix du GSR retenu est celui actuellement en vigueur. La seule modification qui a été apportée aux hypothèses concerne l'efficacité des appareils au gaz naturel puisque les nouveaux clients vont installer des équipements plus efficaces (92 % au lieu de 85 %).

(GSR = 100)	Unifamiliale, duplex triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
Volume annuel	1 010 m <sup>3</sup>	1 955 m <sup>3</sup>	2 914 m <sup>3</sup>	7 897 m <sup>3</sup>	15 000 m <sup>3</sup>
<b>2023-2024</b>					
Électricité efficace	55	61	63	N/A	N/A
Électricité standard	69	80	85	75	104
Biénergie efficace	68	63	60	N/A	N/A
Biénergie standard	73	69	67	65	60
<b>2024-2025</b>					
Électricité efficace	55	62	64	N/A	N/A
Électricité standard	69	81	85	74	103
Biénergie efficace	68	63	60	N/A	N/A
Biénergie standard	73	69	67	65	60
<b>2025-2026</b>					
Électricité efficace	55	62	64	N/A	N/A
Électricité standard	69	81	86	74	101
Biénergie efficace	68	63	60	N/A	N/A
Biénergie standard	73	69	67	64	59
<b>2026-2027</b>					
Électricité efficace	55	62	64	N/A	N/A
Électricité standard	69	81	86	73	100
Biénergie efficace	69	64	61	N/A	N/A
Biénergie standard	74	70	68	64	59

Lorsque l'alternative (électricité ou biénergie GSR) au 100 % GSR est inférieure à 100, elle est plus concurrentielle que le 100 % GSR. Aussi, il est possible de comparer la biénergie GSR avec l'électricité en comparant leur écart avec le 100 % GSR. Si la biénergie GSR est inférieure à l'électricité, alors elle est plus compétitive que cette dernière.

- 3.5 Veuillez confirmer que les situations concurrentielles présentées au tableau 12 (iv) reflètent l'usage de gaz naturel de source fossile (GSF). Dans l'affirmative, veuillez présenter un tableau équivalent reflétant la situation concurrentielle pour des clients consommations 100% de GSR conformément à la demande qui sera traitée en phase 3 (iii).

**Réponse :**

Énergir le confirme.

Énergir a reproduit le tableau 12 de la référence (iv) pour des clients consommant 100 % de GSR par rapport à l'électricité. Le prix du GSR retenu est celui actuellement en vigueur.

(GSR = 100)	Profil chauffage				Profil stable
Volume annuel	14 600 m <sup>3</sup>	41 500 m <sup>3</sup>	100 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>
2023-2024	97	105	101	107	106
2024-2025	99	105	103	109	107
2025-2026	99	106	103	110	107
2026-2027	99	106	103	110	107

- 3.6 Veuillez indiquer si la prévision des ventes PMD (v) intègre l'effet de la proposition d'Énergir de ne desservir que les nouveaux raccordements qui consomment 100% de GSR à partir du printemps 2024. Sinon, veuillez quantifier l'impact de cette

politique sur les ajouts de clients en 2023-2024 et produire l'équivalent du tableau 17 (v) reflétant cette réalité sur l'horizon du plan.

**Réponse :**

Non.

En ce qui a trait à l'impact de la proposition à être déposée sur la prévision des ventes, Énergir confirme que ce sujet sera traité lors de la phase 3 du présent dossier.

- 3.7 Veuillez indiquer la probabilité de réalisation (vii) des deux projets mentionnés en (vi) et leur impact sur le besoin de la journée de pointe en 2025-2026 et 2026-2027.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ à la pièce Énergir-T, Document 4 relativement à la probabilité de réalisation. L'impact spécifique sur le besoin de pointe n'a pas été évalué. Toutefois, dans la mesure où le profil du client était prévu uniforme pour ces années, l'impact serait environ équivalent au volume moyen par jour prévu.

**OUTILS D'APPROVISIONNEMENT****Question 4****Références:**

- (i) B-0054, p. 7
- (ii) B-0054, p. 8
- (iii) R-4177-2021, B-0184, réponse 3.1 et 3.2
- (iv) B-0051, p. 13
- (v) D-2022-098, paragraphes 77
- (vi) B-0054, p. 24, tableau 5
- (vii) B-0054, Annexe 5

**Préambule:**

(i)

« Pour l'année 2023-2024, l'équilibre est presque atteint en prévision entre les besoins en pointe et les outils disponibles 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. »

(ii)

« Cependant, pour combler les besoins réels pour l'année 2023-2024, Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour un service de pointe, comme celle soumise et approuvée dans la Cause tarifaire 2022-2023, dans le cas où les coûts négociés seraient plus avantageux que les autres alternatives. »

(iii)

«

**SERVICE DE POINTE****3. Référence : B-0140, page 25, lignes 4 à 18.**

**Préambule :** « Afin de combler la majeure partie de ce déficit, Énergir prévoit contracter une option sur un « service de pointe » auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire. Cet outil de pointe correspondrait à un approvisionnement ponctuel de 1 715 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de fourniture directement sur le territoire d'Énergir. Cet outil de base serait disponible pour cinq périodes pendant l'hiver 2022-2023 et son coût de base est xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx. Si Énergir devait l'utiliser, elle devrait alors payer le prix de la molécule selon les prix d'un point d'approvisionnement prédéterminé (East Hereford, Algonquin, Iroquois, etc.) avec, dans certains cas, une prime variable additionnelle. Avant d'utiliser cet outil, Énergir tenterait d'utiliser tout autre service ou option qui serait disponible et moins onéreux au moment opportun.

Étant donné l'hiver froid de 2021-2022 et le resserrement des conditions de marché anticipées pour l'hiver 2022-2023, Énergir anticipe que le service de pointe ne permettra pas de couvrir l'ensemble du déficit pour l'année 2022-2023. Ainsi, une capacité de transport de 496 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour doit également être achetée sur le marché secondaire FTSH de décembre 2022 à mars 2023, à un coût estimé de 4,71 \$/GJ. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

3.1 Veuillez expliquer pourquoi Énergir ne prévoit-elle pas contracter un outil de pointe pour plus de 1 715 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de fourniture directement sur le territoire d'Énergir, tel qu'indiqué à la référence. En d'autres mots, veuillez démontrer que la valeur de 1 715 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour est un maximum.

Réponse : Les conditions du marché secondaire (sans marché fluide) peuvent changer dans le temps. Au moment du dépôt de la Cause tarifaire 2022-2023, la capacité de 1 715 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour représentait le maximum qu'Énergir estimait être en mesure d'aller chercher sur le marché secondaire. Cependant, comme indiqué par Énergir, il était déjà anticipé qu'une capacité inférieure aux 1 715 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour serait disponible sur le marché.

3.2 Veuillez expliquer en quoi l'hiver froid de 2021-2022 influence-t-il l'anticipation d'Énergir, citée à la référence, selon laquelle le service de pointe ne permettra pas de couvrir l'ensemble du déficit pour l'année 2022-2023.

Réponse : L'hiver froid de 2021-2022 a fait en sorte que les prix des marchés connexes à celui d'Énergir (par exemple, celui du Nord-Est américain) ont été élevés et soutenus pendant l'hiver. Cette situation, combinée à une expectative de niveaux d'entreposage plus bas à la suite de l'hiver froid laisse croire à Énergir que le service de pointe sera plus difficile d'accès puisque les fournisseurs trouveront des occasions d'optimiser leurs outils différemment et à de meilleures conditions financières (que le service de pointe). »

(iv)

« Pour l'ensemble des États-Unis, les entreposages de gaz naturel totalisent 2030 Bcf au début de mars 2023, soit une hausse de 32 % par rapport au niveau de 2022 et de 21 % par rapport à la moyenne des 5 dernières années. Les températures moins froides ont un effet sur les prix à court terme, alors que les entreposages ont un effet sur les prix à terme, notamment ceux de l'hiver 2023-2024. »

(v)

« [77] En ce qui a trait à la fonctionnalisation des revenus découlant des transactions de cession FTSH/M12 reliées aux services de pointe, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de fonctionnaliser les bénéfices aux services de pointe en équilibre. La Régie considère que la répartition des revenus fixée au dossier tarifaire 2020-2021 est conforme à la méthode de fonctionnalisation des outils en transport et en équilibre approuvée par la décision D-2021-109. »

**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 serait 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 de 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.

- 4.5 Veuillez confirmer que le coût fixe du service de pointe est inférieur à la valeur de revente du transport sur le marché secondaire.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.4.

- 4.6 Relativement à la référence (ii) et considérant la référence (v) ainsi que ses conséquences sur la fonctionnalisation des revenus de revente, veuillez justifier de ne pas prévoir l'acquisition de capacité de service de pointe au-delà des  $161 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  et la revente de transport sur le marché secondaire au plan lorsqu'il peut raisonnablement être anticipé que cette capacité sera disponible à un prix avantageux. Veuillez confirmer que le choix de prévoir ou non une telle transaction a un impact direct sur le partage des coûts entre les services de transport et d'équilibrage.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

Ce choix n'a pas d'impact sur le partage des coûts entre les deux services de transport et d'équilibrage.

- 4.7 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que, dans ces circonstances et pour des raisons d'équité tarifaire, Énergir juge important de faire la meilleure prévision possible de son portefeuille d'approvisionnement à la cause tarifaire.

**Réponse :**

En considérant que les conditions de marché sont contraintes et que la demande peut évoluer au cours du temps, Énergir juge que le plan d'approvisionnement déposé constitue une représentation raisonnable de son portefeuille et des coûts anticipés à des fins d'équité tarifaire.

- 4.8 À titre indicatif, veuillez comparer le coût du plan d'approvisionnement avec celui d'un plan d'approvisionnement incluant  $500 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  et une revente de transport a priori de  $339 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  selon le prix anticipé pour le service de pointe et la valeur actuelle du transport 2023-2024 sur le marché secondaire.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.4.

- 4.9 Veuillez déposer l'ordonnancement des outils d'approvisionnement de la référence (vi) en mode planification.

**Réponse :**

Les outils sont prévus d'être utilisés dans l'ordre suivant :

Sources	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-Energir)	0
Achats dans le territoire	11
Transport fourni par les clients	237
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 164
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Saint-Flavien	2 400
Pointe-du-Lac	2 000
Usine LSR (Vaporisation)	5 490
Volet C	0
Service de pointe	161
Interruption de liquéfaction GM GNL	400
Achat / (Vente) de transport	0
<b>Total approvisionnements après achat / (vente) de transport</b>	<b>36 780</b>

- 4.10 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que plus grande est la quantité de transport annuel remplacée par du service de pointe, plus grande est la

probabilité d'interrompre la liquéfaction à l'usine LSR et d'épuiser le GNL de l'activité réglementée en entreposage.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

4.11 Veuillez indiquer si, une fois les outils du plan d'approvisionnement 4/8 établis, le niveau de réservation d'entreposage de GM GNL peut contraindre les possibilités pour Énergir d'optimiser le plan 0/12.

**Réponse :**

La réservation d'entreposage de GM GNL ne peut pas contraindre les possibilités d'optimisation lors de la révision budgétaire 0/12 qui sera effectuée à l'automne 2023.

4.12 Relativement à la ligne 29 de la référence (vii), veuillez réconcilier les colonnes 1 à 12 avec les colonnes 13 à 15.

**Réponse :**

La consommation en hiver (colonne 13) correspond à la somme des consommations des mois de novembre à mars (colonnes 2 à 6). La consommation en été (colonne 14) correspond à la consommation des mois restants (colonnes 1 et 7 à 12). La consommation totale (colonne 15) est la somme des consommations en hiver et en été.

**FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE****Question 5****Références:**

- (i) B-0054, p. 12
- (ii) B-0054, p. 15

**Préambule :**

(i)

« Les besoins d'équilibrage en cours de journée gazière sont, quant à eux, comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations, notamment les fenêtres STS, et est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de l'année. En général, la flexibilité de cet outil est surtout utilisée en dehors des journées froides de l'hiver. En journée froide, l'outil permet surtout d'éviter de faire des achats additionnels à Dawn et peut permettre d'optimiser financièrement les coûts de la fourniture lorsque ceux-ci sont plus élevés que pendant la saison estivale. » (Nous soulignons)

(ii)

« Pour les mois d'octobre et novembre, Énergir tentera de prioriser des achats à Dawn plutôt que d'effectuer des retraits de l'entreposage à Dawn. En effet, pour ces mois, le service d'injection est interruptible et la variation de la consommation en cours de journée gazière est plus importante, ce qui fait que le besoin de flexibilité opérationnelle prévaut sur le profil d'injection prévu. »

**Questions :**

- 5.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer pourquoi l'entreposage à Dawn ne peut fournir de flexibilité lors des journées froides et indiquer quels sont les outils qui fournissent ce service.

**Réponse :**

Lors des journées froides de l'hiver, la demande excède les capacités de transport qui sont alors complètement utilisées. Ainsi, aucun transport n'est disponible pour des retraits additionnels au site de Dawn. En revanche, les sites d'entreposage en franchise sont utilisés et permettent une certaine flexibilité en fonction de leurs fenêtres de nomination. Dans le cas d'une baisse de la demande, Énergir peut réduire

l'utilisation de ses capacités de transport et utiliser la flexibilité opérationnelle de l'entreposage à Dawn.

- 5.2 Relativement à la référence (ii), veuillez clarifier d'où proviendra la flexibilité opérationnelle pour faire face à une variation à la baisse de demande en cours de journée si les injections sont interruptibles.

**Réponse :**

Dans les cas où les injections sont interruptibles, Énergir doit se positionner en retrait au site de Dawn à sa première nomination en se donnant une marge de manœuvre par rapport à la prévision, afin d'avoir à ajuster le besoin en retrait uniquement.

**BESOIN DE LA JOURNÉE DE POINTE ET DE L'HIVER EXTRÊME**

**Question 6**

**Références:**

- (i) B-0054, Annexe 4, pp. 3 et 4.
- (ii) B-0054, Annexe 4, tableau 2.
- (iii) B-0054, Annexe 4, tableau 6.

**Préambule :**

(i)

« Considérant l'absence d'explication plausible de ce saut du coefficient  $DJ * V$ , Énergir ne peut exclure la présence d'une erreur d'échantillonnage. Ainsi, la demande de l'hiver 2019-2020 (du 1er novembre 2019 au 31 mars 2020) est retenue à nouveau pour le calcul de la journée de pointe de l'année 2023-2024; »

**Questions :**

- 6.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que l'ensemble des données sont utilisées pour les fins de la régression et expliquer ce qu'Énergir entend par erreur d'échantillonnage.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

À l'instar de l'exclusion de l'hiver 2020-2021 teintée par la pandémie due à la COVID-19<sup>5</sup>, Énergir juge que les données d'un hiver impacté par des événements conjoncturels, entraînant des conséquences significatives sur la consommation de la clientèle, ne devraient pas être retenues comme année de base pour la régression. En effet, cela fausserait la régression des consommations journalières en fonction des conditions météorologiques. L'importante variation du facteur  $DJ_t * V_t$ , sans explication externe établie, par exemple ceux des changements majeurs à l'étanchéité générale des bâtiments de la clientèle, ne permet pas d'établir la fiabilité de l'échantillon pour l'hiver 2022-2023.

---

<sup>5</sup> R-4177-2021, B-0140, Énergir-H, Document 3, annexe 5, p. 2.

- 6.2 Veuillez présenter la matrice de variance-covariance des trois variables :  $DJ_t$ ,  $DJ_{t-1}$  et  $DJ_t \times V_t$  sur la base des données 2019-2020 et faire de même pour la régression basée sur les données de l'année 2021-2022.

**Réponse :**

Sur la base des données 2019-2020 :

	$DJ_t$	$DJ_{t-1}$	$DJ_t \times V_t$
$DJ_t$	30,47486799	19,9560994	422,652162
$DJ_{t-1}$	19,95609938	31,3999515	195,804059
$DJ_t \times V_t$	422,6521616	195,804059	16155,8371

Sur la base des données 2021-2022 :

	$DJ_t$	$DJ_{t-1}$	$DJ_t \times V_t$
$DJ_t$	57,97839656	44,5570725	757,520361
$DJ_{t-1}$	44,5570725	58,5110609	514,520057
$DJ_t \times V_t$	757,5203606	514,520057	18957,8167

- 6.3 Veuillez refaire le tableau 2 (ii) sur la base des données de 2021-2022. Veuillez présenter le coefficient de la variable  $DJ_t \times V_t$  avec deux chiffres après la virgule pour cette régression ainsi que pour celle basée sur les données 2019-2020.

**Réponse :**

Le coefficient de la variable  $DJ_t \times V_t$  est de 106,07 et de 154,61 basés respectivement sur les données de 2019-2020 et 2021-2022.

**ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJÉTÉE EN JOURNÉE DE POINTE  
POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2023-2024**

1 - Cause 2022-2023		Décembre à Mars	Commentaires
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 251 119	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	376 011	
3	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
4	Client biogaz en réseau dédié	11 412	
5	Autres	14 644	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>			
6	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2022-2023
7	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
8	Base	8 472	
9	DJt	403	
10	DJt-1	106	
11	DJtxDVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,60	Paramètres utilisés à la Cause 2022-2023 réchauffés
14	DJt-1	39,17	
15	DJtxDVt	1 154,86	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
16	Pointe selon formule de régression	30 614	
17	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 683	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	97	
22	Journée de pointe = maximum	37 113	
<hr/>			
<b>2 - Cause 2022-2023 - Changement de l'année de référence pour la régression</b>			
23	Année de régression	2021-2022	
24	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
25	Base	8 672	
26	DJt	395	
27	DJt-1	96	
28	DJtxDVt	4	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,60	Paramètres utilisés à la Cause 2022-2023 réchauffés
31	DJt-1	39,17	
32	DJtxDVt	1 154,86	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
33	Pointe selon formule de régression	31 591	
34	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035	
35	Pointe clients continus purs et Autres	32 695	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	97	
39	Journée de pointe = maximum	38 125	
40	Variation de la pointe - Paramètres de la régression	1 012	Impact des paramètres de la régression basé sur l'hiver 2021-2022 (I.39 - I.22)

<b>3 - Cause 2022-2023 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe</b>		
41	Année de régression	2021-2022
42	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	
43	Base	8 672
44	DJt	395
45	DJt-1	96
46	DJtxDVt	4
47	Paramètres journée de pointe	
48	DJt	36,54
49	DJt-1	39,13
50	DJtxDVt	1 151,03
		Paramètres utilisés à la Cause 2023-2024 réchauffés
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>		
51	Pointe selon formule de régression	31 549
52	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035
53	Pointe clients continus purs et Autres	32 651
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
56	Client biogaz en réseau dédié	97
57	Journée de pointe = maximum	<b>38 081</b>
58	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe</b>	<b>-44</b> Impact des paramètres de la journée de pointe 2023-2024 (I.57 - I.39)
<b>4 - Cause Tarifaire 2023-2024</b>		
		Décembre à Mars
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>		
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 235 303
60	Clients continus en combinaison tarifaire	387 495
61	Clients 4.9 et 4.10	192 337
62	Client biogaz en réseau dédié	14 600
63	Autres	14 676
		Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>		
64	Année de régression	2021-2022
65	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	
66	Base	8 672
67	DJt	395
68	DJt-1	96
69	DJtxDVt	4
70	Paramètres journée de pointe	
71	DJt	36,54
72	DJt-1	39,13
73	DJtxDVt	1 151,03
		Paramètres utilisés à la Cause 2023-2024 réchauffés
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>		
74	Pointe selon formule de régression	31 549
75	Ajustement pour la demande 2023-2024	1,015
76	Pointe clients continus purs et Autres	32 025
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 443
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
79	Client biogaz en réseau dédié	97
80	Journée de pointe = maximum	<b>37 486</b>
81	<b>Variation de la pointe - Demande 2023-2024</b>	<b>-595</b> Impact de la variation de la demande basé sur l'hiver 2021-2022 (I.80 - I.57)
82	<b>Sommaire des variations</b>	
83	Impact du changement de l'année de régression	1 012 ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-44 ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	-595 ligne 81
86	<b>Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2022-2023</b>	<b>373</b>

- 6.4 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer si le besoin de l'hiver extrême est évalué sur la base du même ensemble d'outils d'approvisionnement entre les deux années, incluant le nombre de journées d'interruption de la clientèle du volet A.

**Réponse :**

L'hiver extrême 2022-2023 est évalué sur la base des outils d'approvisionnement de l'année 2022-2023. L'hiver extrême 2023-2024 est évalué sur les outils d'approvisionnement de l'année 2023-2024.

- 6.5 Relativement à la référence (iii), veuillez expliquer les causes des écarts observés pour le besoin de capacité moyen et maximal pour la demande continue (lignes 6 et 11) et pour l'interruptible volet B (lignes 8 et 13). Veuillez notamment expliquer que l'ampleur des variations des besoins quotidiens soit largement plus importante que l'ampleur des variations des besoins annuels (lignes 2 et 4).

**Réponse :**

Les demandes présentées dans le tableau 6 partent de la même base de régression, soit l'année 2019-2020. Cependant, comme au fil des années, les températures se sont réchauffées et les données sont révisées annuellement, les températures de l'hiver extrême utilisées pour les années 2022-2023 et 2023-2024 ne sont pas les mêmes. De plus, la demande générée pour l'hiver extrême dépend de la prévision de la demande spécifique à l'année concernée. Par conséquent, l'écart s'explique aussi par une prévision différente du profil de la demande mensuelle et de la clientèle (continue ou interruptible) pour les années 2022-2023 et 2023-2024.

6.6 Veuillez refaire le tableau 6 en supposant qu'Énergir contracte 1 500 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> de service de pointe et procède à une revente de transport a priori qui équilibre le bilan.

**Réponse :**

<b>Données de l'hiver extrême</b>			
	<b>2022-2023</b>	<b>2023-2024</b>	
	Volume	Volume	Écart
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
<b>Demande totale avant interruption (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
2 Continue	3 593	3 575	-18
3 Interruptible volet A	74	73	-2
4 Interruptible volet B	74	40	-34
5 Total	3 742	3 688	-53
<b>Demande moyenne (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
6 Continue	23 796	23 522	-275
7 Interruptible volet A	493	480	-13
8 Interruptible volet B	490	264	-226
9 Total	24 780	24 265	-514
<b>10 Demande maximale (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
11 Continue	33 201	32 302	-899
12 Interruptible volet A	679	837	158
13 Interruptible volet B	769	414	-354
14 Total	34 649	33 553	-1 095
15 Besoins d'approvisionnement (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	36 612	36 859	247