

RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ

PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE

1. **Références** : (i) B-0004, page 2, lignes 7 et 8;  
(ii) B-0004, page 3, ligne 6.

**Préambule :**

- (i) « Depuis son approbation initiale, onze rencontres de consultation réglementaires ont eu lieu et près d'une quarantaine de sujets ont été discutés, impliquant différentes sphères de l'entreprise. » (Nous soulignons)
- (ii) « (6) L'utilisation de formulaires de positionnement lorsque jugé utile; »

**Demande :**

- 1.1 Lors des onze rencontres dont il est question à la référence (i), veuillez indiquer le nombre de fois où l'utilisation de formulaires de positionnement dont il est question à la référence (ii) a été jugée utile.

**Réponse :**

Le formulaire de positionnement n'a pas été utilisé jusqu'à présent dans les rencontres du PCR. L'utilisation du formulaire de positionnement doit respecter des critères très précis, tels que l'approbation de l'ensemble des intervenants ayant participé à la rencontre du PCR en question et l'obtention de leur approbation par écrit afin d'autoriser ou non la divulgation du positionnement global des intervenants à la Régie<sup>1</sup>. C'est pourquoi son utilisation demeure restreinte. Néanmoins, Énergir souhaite conserver cette modalité dans la mesure où il n'y a aucun inconvénient à la conserver et qu'éventuellement, elle pourrait s'en servir.

---

<sup>1</sup> Voir R-4018-2017, pièces B-0033, GM-G, Document 3, page 9 et B-0269, GM-G, Document 5, page 3.

**PROJETS D'INTRAGAZ ET PROJET D'ÉNERGIR**

2. **Références :** (i) B-0020, page 4, lignes 1 à 22;  
(ii) B-0020, page 5, ligne 7, à page 6, ligne 2.

**Préambule :**

- (i) « Les détails des deux projets d'Intragaz sont disponibles dans le dossier de la demande d'investissement, R-4157-2021, déposée le 23 avril 2021. Sommairement, ces projets consistent à :
- Site du Pointe-du-Lac :
    - Ajout d'un compresseur; remplacement d'équipements; raccordement de 6 puits existants; ajout de capacité sur certaines conduites; réduction des pertes de charge,
    - Augmentation du volume utile de  $1 \text{ } 10^6\text{m}^3$ , passant de  $36,6 \text{ } 10^6\text{m}^3$  à  $37,6 \text{ } 10^6\text{m}^3$ ,
    - Amélioration de la capacité d'injection,
    - Augmentation de la capacité maximale de retrait en service ferme considérée au plan d'approvisionnement pour répondre à la demande de pointe de  $1,6 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$  ( $60,6 \text{ TJ/jour}$ ) à  $2 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$  ( $75,78 \text{ TJ/jour}$ );
  - Site de Saint-Flavien :
    - Ajout d'un compresseur à moteur électrique et de sa sous-station électrique connexe; remplacement d'équipements; ajout de filtration; modification du profil de retrait afin de répondre à la demande de pointe,
    - Augmentation de la capacité maximale de retrait considérée au plan d'approvisionnement pour répondre à la demande de pointe de  $1,52 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$  ( $57,6 \text{ TJ/jour}$ ) à un maximum de  $2,4 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$  ( $90,9 \text{ TJ/jour}$ ), mais dont seulement  $1,75 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$  ( $66,3 \text{ TJ/jour}$ ) serait disponible sans un investissement d'Énergir pour installer une deuxième conduite en parallèle à la conduite existante entre Saint-Nicolas et le site de Saint-Flavien. » (Nous soulignons)
- (ii) « La principale caractéristique d'intérêt pour Énergir et sa clientèle est l'augmentation des capacités maximales de retrait identifiées à la ligne 2 des tableaux 2 et 3. En effet, compte tenu de la façon dont est calculé l'apport de

la capacité de retrait des sites d'Intragaz à la capacité totale des outils requis pour répondre à la demande de pointe, l'augmentation de 630 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (23 872 GJ/jour) de la capacité de retrait en service ferme permet d'abaisser d'autant les besoins marginaux pour la pointe. Étant donné les déficits anticipés pour les années 2023-2024 et 2024-2025 de 1 364 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (51,1 GJ/jour) et de 1 446 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (54,2 GJ/jour) respectivement, l'investissement d'Intragaz permettrait de couvrir environ la moitié de ces déficits. »

**Demandses :**

- 2.1 Veuillez expliquer pourquoi l'augmentation des capacités maximales de retrait est la « principale caractéristique d'intérêt pour Énergir et sa clientèle » en la comparant aux autres caractéristiques soulignées au préambule de la référence (i).

**Réponse :**

L'augmentation des capacités maximales de retrait permet de réduire les besoins en outils de transport à partir de Dawn, générant ainsi des économies pour la clientèle d'Énergir.

- 2.2 Veuillez qualifier et quantifier l'effet et l'intérêt pour Énergir et sa clientèle de chacune des caractéristiques suivantes des projets d'Intragaz mentionnées à la référence (i) :

- la réduction des pertes de charge au site de Pointe-du-Lac;
- l'augmentation du volume utile au site Pointe-du-Lac;
- l'amélioration de la capacité d'injection au site Pointe-du-Lac;
- la modification du profil de retrait au site de Saint-Flavien.

**Réponse :**

La réduction des pertes de charge au site de Pointe-du-Lac est un des éléments qui permet à Intragaz d'offrir la capacité de retrait et d'injection additionnelle en service ferme.

L'augmentation du volume utile au site de Pointe-du-Lac augmente la capacité totale d'effritement (c.-à-d. la capacité de roulement de l'inventaire pendant l'hiver) à ce site.

L'amélioration de la capacité d'injection au site de Pointe-du-Lac permet de mieux cycler l'inventaire du site en cours d'hiver.

La modification du profil de retrait au site de Saint-Flavien augmente sa flexibilité à répondre aux fluctuations de la demande et sert également à préserver sa capacité de retrait en pointe sur une plus longue période en hiver.

Ces caractéristiques, outre l'augmentation de la capacité de retrait, n'ont pas d'impact sur les capacités requises pour répondre à la demande de pointe. Cependant, elles peuvent avoir une influence sur le débit requis en hiver extrême. Étant donné que le plan d'approvisionnement déposé est basé sur la demande de pointe, Énergir n'a pas quantifié spécifiquement l'effet de ces divers avantages sur le débit requis en hiver extrême pour les hivers 2023-2024 et 2024-2025 et ne peut donner l'effet quantitatif net de chacune de ces caractéristiques sur cette mesure.

3. **Références :** (i) B-0020, pages 9 et 10, tableaux 3 et 4;  
(ii) B-0020, pages 15 et 16, tableaux 6 et 7.

**Préambule :**

- (i) Les tableaux 3 et 4 présentent les résultats de l'analyse de la valeur à court terme des projets d'Intragaz, basés sur le scénario de base.
- (ii) Les tableaux 6 et 7 présentent les résultats de l'analyse de la valeur à long terme du projet d'Énergir, basés sur le scénario de base.

**Demande :**

- 3.1 Veuillez fournir l'équivalent de chacun des quatre tableaux des références pour le scénario favorable et pour le scénario défavorable.

**Réponse :**

À partir du moment où Énergir pourra décontracter des capacités de transport (en 2026-2027), la valeur projetée des projets d'Intragaz est à peu près la même dans tous les scénarios.

Comme les économies prévues à long terme (2026-2027 et plus) sont semblables dans l'ensemble des scénarios, Énergir n'a pas produit de plans d'approvisionnement selon l'alternative pour les scénarios favorables et défavorables pour les années 2023-2024 et 2024-2025.

Cependant, Énergir est en mesure de calculer l'impact approximatif de ces scénarios à la marge sur les tableaux 3, 4, 6 et 7 de la pièce B-0020, Énergir-H, Document 5 pour les années 2023-2024 et 2024-2025.

Pour les années qui précèdent 2026-2027, la valeur des projets d'Intragaz dans le scénario favorable est semblable à celle du scénario de base.

Pour le scénario défavorable, cette même valeur jusqu'en 2026-2027 pourrait être réduite ou augmentée en fonction du prix obtenu pour la revente d'outils de transport sous contrat sur le marché secondaire. Selon les prix indicatifs de la valeur de revente de ces outils estimée lors de la production de la Cause tarifaire 2021-2022, la valeur des projets pour ce scénario pour les années 2023-2024 à 2025-2026 serait réduite. Ainsi, les économies prévues aux tableaux 3 et 4 (variation à la ligne 43) seraient réduites d'environ 2,5 M\$, pour se situer à (0,8) M\$ en 2023-2024 et à (0,5) M\$ en 2024-2025. Pour les tableaux 6 et 7, les économies prévues (variation à la ligne 43) seraient réduites d'environ 2,6 M\$, pour se situer à 3,9 M\$ en 2023-2024 et à 3,7 M\$ en 2024-2025.

4. **Références** : (i) B-0031, page 68, lignes 6 à 13;  
(ii) R-4119-2020, B-0128, page 22, réponse 11.6.

**Préambule :**

- (i) « *Sur l'horizon du plan d'approvisionnement, les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien demeurent les mêmes, mais Énergir compte y avoir recours différemment à partir de l'année 2023-2024. En effet, après discussions avec son fournisseur Intragaz, Énergir compte utiliser le réservoir de Saint-Flavien pour répondre à la demande de pointe de la clientèle, plutôt que de l'utiliser dans un mode « passif » comme elle l'a fait depuis la mise en service du site. À cette fin, Énergir compte sur l'approbation de la Régie pour deux demandes d'investissements à venir : l'une par Intragaz et l'autre par Énergir. Ces investissements permettront à la clientèle de bénéficier d'économies substantielles, comme démontré à la pièce Énergir-H, Document 5.* » (Nous soulignons)
- (ii) «

- 11.6** Relativement à la référence (i), veuillez décrire, notamment en termes de fréquence et de temps de préavis, la flexibilité offerte à Énergir, au site de Saint-Flavien, pour modifier les dates de début et de fin des retraits, ainsi que la période d'interruption pour la période des Fêtes, en fonction des besoins des clients découlant principalement des prévisions de température.

**Réponse :**

Le site de Saint-Flavien ne donne pas à Énergir autant de flexibilité que le site de Pointe-du-Lac en raison de ses caractéristiques géologiques. Lorsque l'hiver est débuté, Intragaz évalue la possibilité de répondre aux demandes d'ajustement d'Énergir, ainsi que l'impact sur le profil pour le reste de l'hiver au cas par cas. Les délais varient en fonction de la demande et peuvent aller jusqu'à quelques jours.

Le tableau suivant présente les fenêtres de nomination dont Énergir dispose pour moduler les retraits en cours de journée au site de Saint-Flavien.

**Fenêtres de nomination**

Nominations effectuées	Effectives
Du lundi au jeudi entre 7h30 et 16h00 (sauf les jours fériés)	À partir de 10h00 HNE, la journée gazière suivante
Du lundi au jeudi entre 7h30 et 16h00 (sauf les jours fériés)	La même journée gazière
Le vendredi entre 7h30 et 16h00 (sauf jours fériés)	Jusqu'au lundi ou prochain jour ouvrable

»

**Demandes :**

- 4.1** Veuillez élaborer sur le changement d'utilisation du réservoir Saint-Flavien dont il est question à la référence (i) en fournissant un exemple pour illustrer ce changement de mode par rapport au mode « *passif* ».

**Réponse :**

Pour le moment, l'horaire des retraits au site de Saint-Flavien est prédéterminé avant l'hiver. Le projet permettra des retraits qui ne sont pas déterminés à l'avance et qui pourront s'ajuster selon la demande.

Par exemple, en fonction des conditions actuelles, les retraits maximaux prévus s'échelonnent du 4 janvier au 1<sup>er</sup> février pour l'année 2021-2022. En dehors de cette période spécifique, les retraits prévus sont inférieurs au maximum potentiel. Selon les changements prévus, Énergir pourrait avoir accès au retrait maximum de décembre jusqu'à la fin février plutôt que sur une plus courte période prévue.

De plus, comme mentionné à la réponse à la question 2.2, le changement du profil de retrait à Saint-Flavien permet à Énergir d'augmenter sa flexibilité à répondre aux fluctuations de la demande et de préserver sa capacité de retrait en pointe sur une plus longue période en hiver. Énergir estime que le changement de profil est

absolument requis pour que le projet à Saint-Flavien permette la réduction prévue des outils de transport présentée à la pièce B-0128, Énergir-H, Document 5. Sans ce changement, la sécurité d'approvisionnement en journée de pointe pourrait être menacée en raison d'une diminution prématurée importante de la capacité de retrait en début d'hiver. Les bénéfices quantifiables du changement de profil vont donc de pair avec ceux reliés à l'augmentation de la capacité de retrait qui sont détaillés dans la pièce B-0128.

- 4.2** Veuillez indiquer ce qui a motivé ce changement de mode et quantifier son bénéfice pour la clientèle d'Énergir.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

- 4.3** Veuillez expliquer pourquoi Énergir ne pourrait pas procéder à ce changement de mode dès l'année 2021-2022.

**Réponse :**

Le contrat et la tarification actuelle ne sont pas adaptés à ce changement de mode. Intragaz n'a pas modélisé la possibilité d'offrir un service ferme de pointe avec les installations existantes.

- 4.4** Veuillez mettre à jour la réponse fournie à la référence (ii) afin de tenir compte du changement de mode mentionné à la référence (i).

**Réponse :**

Intragaz a l'intention d'adopter des fenêtres de nominations plus flexibles et similaires à celles de Pointe-du-Lac pour le service ferme de pointe de Saint-Flavien. Par ailleurs, celles-ci seront finalisées au terme de l'ingénierie détaillée.

## HAUSSE TARIFAIRE

5. **Référence :** (i) B-0029, page 4, lignes 18 à 27, et page 5, tableau 1;  
(ii) B-0104, page 5, lignes 12 à 16;  
(iii) B-0104, page 6, lignes 7 à 14.

### Préambule :

- (i) « Afin de réduire l'impact de la hausse anticipée à la Cause tarifaire 2021-2022, Énergir a évalué différentes options de nivellement et a intégré au présent dossier des mesures de mitigation permettant d'étaler ces variations tarifaires sur les années 2021-2022 à 2023-2024 afin de réduire l'impact tarifaire au présent dossier.

*Ces mesures, présentées à la pièce Énergir-K, Document 4, proposent de revoir la période d'amortissement de trois CFR, soit ceux liés aux trop-perçus et aux manques à gagner au service de transport, aux cotisations d'impôt et aux écarts de prévision liés aux avantages sociaux futurs.*

*L'application de ces mesures permet à Énergir de présenter une hausse globale pour l'ensemble des services visés au dossier tarifaire 2021-2022 de 17,58 %, plutôt que 23,24 %, comme le démontre le tableau suivant :*



**TABLEAU 1**  
**IMPACT TARIFAIRE 2021-2022**

Service	Variation tarifaire initiale (%)	Variation tarifaire proposée au présent dossier (%)	Écart (%)
Fourniture (inventaires)	↓ 4,49	↓ 4,49	-
SPEDE (inventaires)	↓ 1,51	↓ 1,51	-
Distribution	↑ 20,80	↑ 16,62	↓ 4,18
Transport	↑ 48,81	↑ 32,04	↓ 16,77
Équilibrage	↑ 6,54	↑ 6,54	-
<b>TOTAL</b>	<b>↑ 23,24</b>	<b>↑ 17,58</b>	<b>↓ 5,66</b>

- (ii) « La hausse prévue au service d'équilibrage est de 6,54 %, soit 8,6 M\$. Aucune mesure d'étalement n'est proposée à ce service. Les principaux éléments d'écarts sont les suivants :
- La hausse des coûts de transport fonctionnalisés au service d'équilibrage, expliquée à la pièce Énergir-G, Document 1, à la section 1.4 (+20,4 M\$); compensée par
  - La baisse des manques à gagner à récupérer au service d'équilibrage (-10,1 M\$). » (Nous soulignons)
- (iii) « Plus précisément, Énergir propose, de **manière exceptionnelle et uniquement pour l'exercice 2021-2022** :
- le prolongement, d'un an à trois ans, de la période d'amortissement du CFR relatif à l'écart budgétaire lié aux ASF;
  - le prolongement, d'un an à trois ans, de la période d'amortissement du CFR lié aux trop-perçus/manques à gagner du service de transport; ainsi que
  - l'amortissement de la totalité du solde résiduel à remettre aux clients du CFR lié aux cotisations d'impôts. » (Nous soulignons)

## Demandes :

- 5.1 Veuillez fournir le calcul détaillé des valeurs apparaissant aux lignes « *Distribution* » et « *Transport* » du tableau 1 de la référence (i).

## Réponse :

<b>Service de Distribution</b> en millier de \$	
<b>Revenu requis initial</b>	(a) <b>687 883</b>
Effet des mesures d'étalement sur l'amortissement des CFR	
Cotisations d'impôt	(3 506) Énergir K, Doc 4, p.8, tableau 3, col. 4 - col. 3.
Écarts de prévision annuels - ASF	(15 219) Énergir K, Doc 4, p.8, tableau 3, col. 4 - col. 3.
Effet des mesures d'étalement sur l'impôt et le rendement	(5 092)
<b>Revenu requis proposé</b>	(b) <u><b>664 066</b></u> Énergir N, Doc. 1, p. 1, l. 12, col. 1.
Tarifs 2020-2021 appliqués au volumes projetés 2022	(c) 569 425 Énergir N, Doc. 2, l. 2, col. 1.
Variation tarifaire initiale = ( (a) - (c) ) / (c)	20,80%
Variation tarifaire proposée = ( (b) - (c) ) / (c)	16,62%

<b>Service du Transport</b> en millier de \$	
<b>Revenu requis initial</b>	(a) <b>215 052</b>
Effet des mesures d'étalement sur l'amortissement des CFR	
Manques à gagner - Transport	(25 299) Énergir K, Doc 4, p.10, tableau 4, col. 4 - col. 3.
Effet des mesures d'étalement sur l'impôt et le rendement	1 064
<b>Revenu requis proposé</b>	(b) <u><b>190 817</b></u> Énergir N, Doc. 1, p. 1, l. 12, col. 4.
Tarifs 2020-2021 appliqués au volumes projetés 2022	(c) 144 510 Énergir N, Doc. 2, l. 2, col. 4.
Variation tarifaire initiale = ( (a) - (c) ) / (c)	48,81%
Variation tarifaire proposée = ( (b) - (c) ) / (c)	32,04%

- 5.2 Veuillez décrire toutes les « différentes options de nivellement » évaluées par Énergir et mentionnées à la référence (i) en fournissant pour chacune un tableau du même format que le tableau 1 de la référence (i).

**Réponse :**

Énergir réfère l'AHQ-ARQ aux résultats des différentes options de nivellement analysées pour le service de distribution qui sont présentées à la pièce B-0104, Énergir-K, Document 4, au tableau 5 de la page 21. Pour le service de transport, il est à noter qu'aucune autre option de nivellement que celle proposée pour l'amortissement du CFR relatif aux trop-perçus et aux manques à gagner en transport sur une période de 3 ans n'a été envisagée.

- 5.3 Veuillez expliquer pourquoi Énergir ne propose aucune mesure d'étalement pour le service d'équilibrage comme il le mentionne à la référence (ii)

**Réponse :**

Énergir juge que le niveau de la variation tarifaire de 6,5 % ou de 8,6 M\$ ne justifie pas de mesure d'étalement pour le service d'équilibrage. À cet égard, il importe de tenir compte du fait que le solde du CFR relatif au manque à gagner de 3,4 M\$ du service d'équilibrage à récupérer dans les tarifs de l'exercice 2021-2022 est nettement inférieur à celui du transport, qui s'élève à 37,9 M\$. La récupération du CFR relatif au manque à gagner du service d'équilibrage sur une plus longue période aurait donc peu d'impact sur la hausse tarifaire globale.

- 5.4 Veuillez fournir un tableau du même format que le tableau 1 de la référence (i) sur l'impact tarifaire 2021-2022 correspondant au scénario suivant :

- l'étalement sur cinq ans du service d'équilibrage dont il est question à la référence (ii);
- le prolongement, d'un an à cinq ans, de la période d'amortissement du CFR relatif à l'écart budgétaire lié aux ASF dont il est question à la référence (iii);
- le prolongement, d'un à cinq ans, de la période d'amortissement du CFR lié aux trop-perçus/manques à gagner du service de transport dont il est question à la référence (iii); ainsi que
- l'amortissement de la totalité du solde résiduel à remettre aux clients du CFR lié aux cotisations d'impôts, tel que prévu à la référence (iii).

## Réponse :

Service	Variation tarifaire	Variation tarifaire proposée au présent dossier	Écart
	(%)	(%)	(%)
Fourniture (inventaires)	(4,47)	(4,47)	0,00
SPEDE (inventaires)	(1,51)	(1,51)	0,00
Distribution	15,91	16,62	(0,71)
Transport	28,68	32,04	(3,37)
Équilibrage	6,54	6,54	0,00
<b>Total</b>	<b>16,54</b>	<b>17,58</b>	<b>(1,05)</b>

Il est à noter que pour les raisons évoquées à la réponse à la question 5.3, l'amortissement du CFR relatif au manque à gagner du service d'équilibrage a été maintenu sur un an.

## PRÉVISION DES LIVRAISONS

6. **Références :** (i) B-0031, page 41, lignes 9 à 12;  
(ii) B-0031, page 42, tableau 14;  
(iii) B-0031, page 42, ligne 1, à page 43, ligne 3.

## Préambule :

- (i) « Le Tableau 14 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles pour le scénario de base établie au moment de la Cause tarifaire 2020-2021 (3 157,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision volumétrique 4/8 2021 (3 154,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente. » (Nous soulignons)
- (ii)

Tableau 14  
Écarts de livraisons au marché grandes entreprises  
Cause tarifaire 2020-2021 vs Révision volumétrique 4/8 2021

DESCRIPTION	Prévision Cause 2021	Révision 4/8 2021
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
1 <b>Livraisons au 30 septembre 2020 (après interruptions)</b>	<b>3 142,4*</b>	<b>2 920,4**</b>
2 <b>Interruptions</b>	4,4	1,1
3 Continuable D <sub>4</sub>	-	-
4 Interruption D <sub>5</sub>	4,4	1,1
5 <b>Livraisons au 30 septembre 2020 (avant interruptions)</b>	<b>3 146,9</b>	<b>2 921,6</b>
6 <b>Pertes liées à l'efficacité énergétique</b>	(31,5)	(28,9)
7 Continuable D <sub>4</sub>	(25,0)	(20,0)
8 Interruption D <sub>5</sub>	(6,5)	(8,9)
9 <b>Gains (pertes) face à la concurrence</b>	<b>(47,7)</b>	<b>(21,4)</b>
10 Continuable D <sub>4</sub>	(39,5)	(26,3)
11 Interruption D <sub>5</sub>	(8,2)	4,9
12 <b>Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique</b>	<b>(1,7)</b>	<b>227,8</b>
13 Continuable D <sub>4</sub>	(0,8)	228,2
14 Interruption D <sub>5</sub>	(0,9)	(0,4)
15 <b>Fluctuations de production</b>	<b>100,3</b>	<b>(17,5)</b>
16 Continuable D <sub>4</sub>	107,0	41,0
17 Interruption D <sub>5</sub>	(6,7)	(58,4)
18 <b>Migration des clients entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub></b>	<b>3,4</b>	<b>9,3</b>
19 Continuable D <sub>4</sub>	3,2	7,7
20 Interruption D <sub>5</sub>	0,2	1,5
21 <b>Nouvelles ventes</b>	<b>17,9</b>	<b>15,2</b>
22 Continuable D <sub>4</sub>	17,9	15,2
23 Interruption D <sub>5</sub>	-	-
24 <b>Gaz d'appoint concurrence</b>	<b>(20,5)</b>	<b>3,3</b>
25 Continuable D <sub>4</sub>	-	-
26 Interruption D <sub>5</sub>	(20,5)	3,3
27 <b>Impact du 29 février</b>	<b>(9,7)</b>	<b>(9,7)</b>
28 Continuable D <sub>4</sub>	(8,7)	(8,5)
29 Interruption D <sub>5</sub>	(1,0)	(1,2)
30 <b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)</b>	<b>3 157,2</b>	<b>3 099,7</b>
31 <b>Interruptions nettes</b>	<b>10,8</b>	<b>(1,3)</b>
32 Continuable D <sub>4</sub>	-	-
33 Interruption D <sub>5</sub>	10,8	(1,3)
34 <b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (après interruptions)</b>	<b>3 168,0</b>	<b>3 098,4</b>

Note : L'addition des volumes peut occasionner des écarts en raison des arrondis.

\* Livraisons anticipées 2020, Révision budgétaire 4/8 2020 (R-4119-2020, B-0113, Énergir-H, Document 1, p. 45, Tableau 18, ligne 1).

\*\* Livraisons réelles 2020 (R-4136-2020, B-0047, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 24, colonne 5) et incluant les volumes de GNL.

- (iii) « Au 30 septembre 2020, les livraisons réelles avant interruptions sont inférieures de 222,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à celles prévues lors de la Cause tarifaire 2020-2021. Cet écart s'explique principalement par l'effet de la pandémie de COVID-19 et des mesures sanitaires sur l'économie. Au 30 septembre 2021, les livraisons prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2021 resteront inférieures par rapport aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2020-2021 (3 157,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 3 099,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>), mais l'écart sera moins important qu'en 2020 puisqu'il ne sera plus que de 57,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez concilier la valeur de 3 154,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> apparaissant à la référence (i) et le tableau de la référence (ii) où l'on ne retrouve pas cette valeur.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

- 6.2 Veuillez indiquer la provenance de la valeur de 222,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> de la référence (iii), à partir des valeurs apparaissant au tableau de la référence (ii).

**Réponse :**

Il faudrait lire 225,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au lieu de 222,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Cet écart provient de la ligne 5 du tableau 14, de la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1. Une version révisée de la pièce est déposée.

7. **Référence :** B-0031, page 44, ligne 16, à page 45, ligne 4.

**Préambule :**

« Dans une moindre mesure, les impacts des variables « Économies d'énergie hors programmes » ont été revus à la baisse à la suite d'une révision méthodologique. Par ailleurs, les faibles baisses de volumes attribuables à l'ancienne variable « Énergies nouvelles » ont été intégrées à la variable « Économies d'énergie hors programme » dans le Tableau 15. » (Nous soulignons)

**Demande :**

- 7.1 Veuillez décrire la « *révision méthodologique* » mentionnée à la référence et quantifier son impact sur la prévision.

**Réponse :**

La nouvelle méthodologie de prévision des baisses de volumes attribuables à l'efficacité énergétique hors programmes est désormais basée sur l'estimation des volumes du Potentiel commercial maximum réalisable (PCMR) résiduel. Ce dernier correspond à la différence entre l'estimation volumétrique du PCMR et de la prévision d'économies d'énergie du PGEÉ pour une année en particulier.

Le PCMR a été estimé au global à une valeur de 1,20 % des volumes annuels (n-1) pour la période 2018-2022. Cette valeur a été reconduite pour les années subséquentes en attendant une mise à jour de ce taux par l'expertise d'une tierce partie<sup>2</sup>.

Toutefois, une analyse des données du tableau 22 de la pièce B-0133 de la Cause tarifaire 2018 (R-3987-2016) suggère d'utiliser la ventilation de 1,27 % pour les volumes hors VGE afin d'accroître la précision de l'estimation. C'est cette nouvelle valeur qui a été utilisée afin d'estimer le PCMR pour l'exercice tarifaire 2021-2022. Comme démontré dans le calcul suivant, le PCMR 2022 a été estimé à 36,5 Mm<sup>3</sup>.

$$PCMR\ 2022 = \text{Prévisions 4/8 2021 (hors VGE)} * 1,27 \%$$

$$PCMR\ 2022 = 2\ 874,9\ Mm^3 * 1,27 \%$$

$$PCMR\ 2022 = 36,5\ Mm^3$$

En un second temps, les volumes du PGEÉ sont retirés de l'évaluation du PCMR puisque les économies de gaz naturel des programmes d'aide financière sont prises en compte dans l'estimation théorique globale du PCMR. Les prévisions d'économies de gaz naturel attribuables au PGEÉ pour l'année 2021-2022 ont été évalués à 18,9 Mm<sup>3</sup>. Ainsi, le PCMR résiduel est calculé de la façon suivante :

$$PCMR\ résiduel\ 2022 = PCMR\ 2022 - \text{Prévisions PGEÉ 2022}$$

$$PCMR\ résiduel\ 2022 = 36,5\ Mm^3 - 18,9\ Mm^3$$

$$PCMR\ résiduel\ 2022 = 17,6\ Mm^3$$

Pour terminer, Énergir retient l'hypothèse raisonnable que dans le scénario de base, seulement 50 % du PCMR résiduel sera réalisé. Ainsi, la prévision de baisse des volumes attribuée à l'efficacité énergétique hors programmes est évaluée à un total de 8,7 Mm<sup>3</sup> pour l'année. Ce taux varie à 25 % dans le cas du scénario favorable et à 75 % dans le cas du scénario défavorable.

<sup>2</sup> R-3987-2016, pièce B-0133, Gaz Métro-13, Document 2, section 7.2.3.

8. **Références :** (i) B-0031, page 52, lignes 21 à 28;  
(ii) R-4119-2020, pages 5 et 6, réponses 3.1 et 3.2.

**Préambule :**

- (i) « **Pertes et variations :** *Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir. Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de faillites ou de réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les pertes subies sont importantes. La croissance du PIB québécois prévue pour 2022 est de 4,86 %, amenant une hausse des livraisons estimée à 110,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.* » (Nous soulignons)
- (ii) Énergir fournit les valeurs servant au calcul des pertes et variations pour 2021.

**Demandes :**

- 8.1 De la même façon qu'à la référence (ii), veuillez fournir les valeurs ayant servi au calcul de la hausse des livraisons estimées à 110,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> dont il est question à la référence (i).

**Réponse :**

Le modèle utilise une régression corrélant la croissance du PIB québécois sur les écarts en pourcentage historiques observés et inexpliqués par les autres variables du modèle (maturation de nouvelles ventes, migration tarifaire, efficacité énergétique, etc.) de 2009 à 2019. Autrement dit, la régression utilise la croissance du PIB pour expliquer le résidu du modèle prévisionnel aux petit et moyen débits (PMD), une fois toutes les autres variations mises à jour :

- Constante de la régression : -3,157 %
- Coefficient PIB : 1,523 %
- R<sup>2</sup> : 0,815

Il est à noter que la régression qui permet d'évaluer la constante et le coefficient PIB n'a pas été mise à jour avec les données réelles de 2019-2020 puisque la baisse marquée de la croissance du PIB en 2019-2020 a été particulièrement asymétrique selon les mois de l'année. La baisse de PIB a surtout eu lieu aux mois d'avril, mai et juin 2020, qui sont des mois de faible consommation de gaz naturel au PMD, ce qui vient induire un biais dans l'estimation du coefficient de la croissance du PIB sur la consommation annuelle. Pour cette raison, Énergir a



préférée ne pas inclure les résultats de l'année financière 2020 dans l'historique utilisé pour estimer la constante de régression et le coefficient PIB utilisés dans ce présent dossier. Par conséquent, ces résultats sont les mêmes que ceux utilisés pour établir la prévision de la demande de la Cause tarifaire 2020-2021.

En raison de la pandémie de COVID-19 ainsi que des bouleversements économiques touchant certains trimestres spécifiquement depuis le mois de mars 2020, des valeurs de PIB trimestriels plutôt qu'annuels ont été utilisées dans la prévision de l'année 2021-2022. Cela a pour effet de pouvoir mieux répartir les impacts économiques sur les périodes affectées par les mesures de confinement et de discriminer l'impact des trimestres n'ayant pas ou moins été affectés par la pandémie.

La variable « Pertes et variations » peut être scindée en deux parties. D'une part, on retrouve l'impact sur les livraisons de la croissance prévue du PIB, et d'autre part, le regroupement de la variation de consommation prévue des VGE consommant aux tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>, ainsi qu'une correction pour prendre en compte l'écart entre les livraisons réelles et les livraisons comptables qui incluent certains ajustements et refacturations de clients.

#### 1<sup>re</sup> partie

Exemple de calcul avec la régression du PIB sur les résidus, avec la prévision PIB 2022 T1 de 4,36 % :

*Impact PIB 2022 T1 = Livraisons PMD 2022 T1 (hors – VGE) × (Constante PIB + (Coefficient PIB × Croissance PIB 2022 T1))*

$$Impact\ PIB\ 2022\ T1 = 840,77\ Mm^3 \times (-3,157\ \% + (1,523\ \% \times 4,36))$$

$$Impact\ PIB\ 2022\ T1 = 29,29\ Mm^3$$

Le tableau ci-dessous inclut les valeurs trimestrielles de PIB utilisées pour les années 2020-2021 et 2021-2022, ainsi que les volumes prévisionnels (hors VGE) pour ces trimestres et les résultats de la régression pour ces volumes en particulier.

Trimestres Énergir	PIB Annuel (%)	PIB Trimestriel (%)	Volumes (hors VGE) Mm <sup>3</sup>	Impact PIB Mm <sup>3</sup>
2021 T1	2,36	-3,24	853,16	-69,09
2021 T2		-3,62	1 200,75	-104,09
2021 T3		8,00	373,93	33,75
2021 T4		3,79	224,74	5,86
2022 T1	4,86	4,36	840,77	29,29
2022 T2		8,00	1 140,26	102,91
2022 T3		4,69	426,41	16,96
2022 T4		2,29	235,97	0,78

## 2<sup>e</sup> partie

La variation de la consommation VGE et les ajustements comptables totalisent -39,79 Mm<sup>3</sup>.

L'addition des impacts volumétriques trimestriels en lien avec la croissance du PIB de 2022, ainsi que de la variation VGE et des ajustements comptables totalisent donc :  $29,29 \text{ Mm}^3 + 102,91 \text{ Mm}^3 + 16,96 \text{ Mm}^3 + 0,78 \text{ Mm}^3 - 39,79 \text{ Mm}^3 = 110,2 \text{ Mm}^3$ .