RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENT N^{O} 2 DE LA FCEI

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 2022

DOSSIER R-4177-2021 phase 2

POSITION CONCURRENTIELLE

Question 1

Références:

(i) B-0041, p. 14, tableau 11
(ii) R-4169-2021, B-0005, p. 49, tableau 46
(iii) R-4119-2020, B-0005, p. 36, tableau 13
(iv) R-4151-2021, B-0006, p. 39, tableau 12

Préambule :

Pour les trois derniers dossiers tarifaires, la position concurrentielle du cas type « Nouvelle construction Équipements récents et plus efficaces 1 417 m³ » pour l'année du plan, la position concurrentielle face à l'électricité est :

Plan 2020-2021 : 134 (iii)
Plan 2021-2022 : 136 (iv)
Plan 2022-2023 : 117 (i)

Questions :

1.1 Veuillez présenter le détail du calcul de la position concurrentielle du marché résidentiel (i) pour 2022-2023 et 2023-2024 pour chacun des trois cas types.

Réponse :

La position concurrentielle face à l'électricité correspond à la facture électrique divisée par la facture de gaz naturel.

Pour 2022-2023 et 2023-2024, la facture de gaz naturel est obtenue en utilisant les tarifs en vigueur pour la distribution, le transport, l'équilibrage et les ajustements reliés aux inventaires ainsi que les prévisions de prix de la molécule et de SPEDE utilisées dans le plan d'approvisionnement pour les années concernées.

Pour 2022-2023 et 2023-2024, Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs d'électricité sont ceux en vigueur au 1er avril 2021 augmentés de 2,6 % au 1er avril 2022 puis majorés de l'inflation au 1er avril 2023 de 3,4 % et au 1er avril 2024 de 2,48 %, ces taux correspondant aux niveaux d'inflation estimés pour les années 2021-2022 et 2022-2023 respectivement.

1.2 Veuillez expliquer l'évolution de la position concurrentielle de la première année de l'horizon de quatre ans de chacun des trois derniers dossiers tarifaires (iii, iv, et i) tel qu'illustré en préambule.

Réponse :

La position concurrentielle du gaz naturel face à l'électricité reste stable entre le plan 2020-2021 et le plan 2021-2022 puisque le coût total des composantes de gaz naturel augmente au même rythme que le coût de l'électricité. Par contre, entre le plan 2021-2022 et le plan 2022-2023, cette position concurrentielle diminue, car le coût total des composantes de gaz naturel a augmenté plus rapidement que le coût de l'électricité.

1.3 Veuillez confirmer que la hausse tarifaire en distribution prévue dans le présent dossier n'est pas prise en compte dans le calcul de la position concurrentielle.

Réponse :

Énergir le confirme.

1.4 Veuillez indiquer la hausse tarifaire en électricité considérée au 1er avril 2023.

Réponse :

Au 1er avril 2023, la hausse considérée est de 3,4 %.

1.5 Veuillez indiquer comment la méthodologie de ce calcul diffère de celle du dossier tarifaire précédent et comment l'offre biénergie et le tarif de verdissement sont pris en compte.

Réponse :

La méthodologie est identique entre les plans. Concernant la biénergie, elle n'a pas été prise en compte, car au moment de l'élaboration du plan d'approvisionnement, la décision de la Régie dans le dossier R-4169-2021 n'avait pas été rendue. Lors du

prochain plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2023-2024, les cas types biénergie seront présentés.

En ce qui a trait au tarif de verdissement, il n'a pas été comptabilisé. Pour l'année 2022-2023, il est nul. Pour les années suivantes, même si ce taux devenait positif, il serait faible en comparaison des autres composantes de la facture de gaz naturel. L'impact sur la position concurrentielle du gaz naturel serait donc faible.

1.6 Veuillez indiquer le niveau du tarif de verdissement considéré pour chacune des quatre prochaines années.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.5.

1.7 Si ce n'est déjà le cas, veuillez refaire le tableau de la référence (i) en incluant l'effet de la hausse tarifaire au présent dossier.

Réponse :

Le tableau de la référence (i) incluant l'effet de la hausse tarifaire au présent dossier est présenté ci-dessous:

	(Gaz naturel = 100)	**Nouvelle construction Équipements récents et plus efficaces**	**Construction existante Équipements récents et plus efficaces**	**Construction existante Équipements âgés et moins efficaces**
	Vol. an. de chauf.	1 417 m³	2 151 m³	2 674 m³
1	***2022-2023***			
2	Mazout n° 2	165	177	166
3	Électricité	111	124	103
4	**2023-2024**			
5	Mazout n° 2	158	170	160
6	Électricité	113	127	105
7	**2024-2025**			
8	Mazout n° 2	153	165	154
9	Électricité	114	128	106
10	**2025-2026**			
11	Mazout n° 2	149	160	150
12	Électricité	111	124	103

1.8 Si ce n'est déjà le cas, veuillez refaire le tableau de la référence (i) pour un client résidentiel qui opterait pour le tarif biénergie avec gaz naturel fossile.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.5.

1.9 Si ce n'est déjà le cas, veuillez refaire le tableau de la référence (i) pour un client résidentiel qui opterait pour le tarif biénergie avec gaz naturel renouvelable pour 100% de sa consommation.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.5.

1.10 Veuillez réconcilier la position concurrentielle du cas type « Nouvelle construction Équipements récents et plus efficaces 1 417 m³ » (i) avec le fait que le montant de la facture annuelle du Tout gaz (générateur d'air chaud) de la référence (ii) soit plus élevé que celui du scénario 100% pour les UDT de petite taille (1 010 m^3) et les UDT de moyenne taille (1 955 m^3).

Réponse :

À la référence i), l'équipement retenu est un équipement standard (générateur d'air chaud ou chaudière) alors qu'en référence ii), l'équipement retenu est une thermopompe avec un générateur d'air chaud en pointe. Avec la thermopompe, le client consomme moins d'énergie ce qui fait baisser sa facture 100 % électrique en dessous de celle du gaz naturel, ce qui n'est pas le cas pour un équipement standard.

1.11 Veuillez justifier de ne pas inclure le coût des équipements dans le calcul de la position concurrentielle en nouvelle construction.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n^o 3 de l'AHQ-ARQ de la pièce Énergir-T, Document 11.

1.12 Veuillez justifier de ne pas inclure le coût des équipements dans le calcul de la position concurrentielle pour les bâtiments existants.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n^{o} 3 de l'AHQ-ARQ de la pièce Énergir-T, Document 11.

PRÉVISION DES VENTES

Question 2

Références:

(i) B-0041, p. 26, tableau 17
(ii) R-3970-2016, B-0165, p. 11, question et réponse 5.1
(iii) R-4151-2021, B-0006, p. 51, tableau 18

Questions :

2.1 Relativement à la référence (i), veuillez ventiler les transferts vers l'électricité attribuable à la biénergie entre les clientèles résidentielles et affaires pour les quatre années du plan.

Réponse :

Volumes (10^6 m^3)	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Résidentiel	-5,8	-8,7	-11,3	-13,2
Affaires	-0,3	-11,0	-19,4	-23,2
Total	**-6,1**	**-19,7**	**-30,7**	**-36,4**

2.2 Pour les trois premières années du plan, veuillez présenter les calculs équivalents à ceux de la référence (ii) et expliquer l'évolution des nouvelles ventes.

Réponse :

L'évolution des volumes de nouvelles ventes sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2023-2026 est affectée à la baisse principalement en raison de l'implémentation de l'offre biénergie dans les marchés Affaires et Résidentiel. De plus, une baisse du nombre de mises en chantier, ainsi qu'une baisse du nombre de conversions du mazout vers le gaz naturel sont anticipées pour les années à venir.

Le tableau suivant présente les volumes de nouvelles ventes signées réelles et prévues dans les marchés Affaires et Résidentiel entre 2020-2021 et 2024-2025.

Volumes de nouvelles ventes *(10^6m^3)*	2020-2021(r)	2021-2022(p)	2022-2023(p)	2023-2024(p)	2024-2025(p)
Affaires	60,2	55,6	40,1	38,2	37,6
Résidentiel	14,8	15,4	8,5	8,4	8,2
Total	**75,0**	**70,9**	**48,6**	**46,6**	**45,8**

(r) : réelles
(p) : prévues

Le tableau suivant présente la distribution du taux de maturation moyen observé dans les marchés Affaires et Résidentiel.

Maturation	Affaires	Résidentiel
Année 1	16,1 %	11,9 %
Année 2	62,3 %	70,1 %
Année 3	21,6 %	18,0 %

L'exemple de calcul suivant permet de retrouver les valeurs de la variable *Maturation des nouvelles ventes* telles qu'inscrites au tableau de la référence (i)

1. Exemple de calcul de la maturation des nouvelles ventes pour 2022-2023 (10^6m^3)

Ventes signées Affaires 2021 * (Taux de maturation année 3) = 60,2 * (21,6 %) = 13,0 **(1)**
Ventes signées Affaires 2022 * (Taux de maturation année 2) = 55,6 * (62,3 %) = 34,6 **(2)**
Ventes signées Affaires 2023 * (Taux de maturation année 1) = 40,1 * (16,1 %) = 6,5 **(3)**

Maturation des nouvelles ventes Affaires 2022-2023 = (1) + (2) + (3) = 54,1 x 10^6m^3

Ventes signées Résidentiel 2021 * (Taux de maturation année 3) = 14,8 * (18,0 %) = 2,7 **(1)**
Ventes signées Résidentiel 2022 * (Taux de maturation année 2) = 15,4 * (70,1 %) = 10,8 **(2)**
Ventes signées Résidentiel 2023 * (Taux de maturation année 1) = 8,5 * (11,9 %) = 1,0 **(3)**

Maturation des nouvelles ventes Résidentiel 2022-2023 = (1) + (2) + (3) = 14,5 x 10^6m^3

Dans un deuxième temps, les volumes marginaux prévus pour le Chauffage temporaire et le gaz naturel comprimé (GNC) doivent être ajoutés aux volumes de maturation des nouvelles ventes.

2. Exemple de calcul de la maturation des nouvelles ventes pour 2022-2023 (10^6 m^3) (Suite)

Volumes AFF + Volumes RES + Chauffage Temporaire + GNC =
54,1 x 10^6m³ + 14,5 x 10^6m³ + 0,9 x 10^6m³ + 2,3 x 10^6m³ =
= 71,8 x 10^6m³

Maturation des nouvelles ventes *(10^6m^3)*	2022-2023(p)	2023-2024(p)	2024-2025(p)
Affaires	54,1	43,1	38,5
Résidentiel	14,5	9,7	8,4
Chauffage temporaire	0,9	0,3	-0,5
GNC	2,3	2,5	3,0
Total	**71,8**	**55,6**	**49,4**

(p) : prévues

2.3 Veuillez présenter le calcul de la portion relative à la clientèle résidentielle.

Réponse :

Calcul de la maturation des nouvelles ventes Résidentiel 2022-2023 (10^6m^3)

Ventes signées Résidentiel 2021 * (Taux de maturation année 3) = 14,8 * (18,0 %) = 2,7 **(1)**
Ventes signées Résidentiel 2022 * (Taux de maturation année 2) = 15,4 * (70,1 %) = 10,8 **(2)**
Ventes signées Résidentiel 2023 * (Taux de maturation année 1) = 8,5 * (11,9 %) = 1,0 **(3)**

Maturation des nouvelles ventes 2022-2023 = (1) + (2) + (3) = 14,5 x 10^6m³

Calcul de la maturation des nouvelles ventes Résidentiel 2023-2024 (10^6m^3)

Ventes signées Résidentiel 2022 * (Taux de maturation année 3) = 15,4 * (18,0 %) = 2,8 **(1)**
Ventes signées Résidentiel 2023 * (Taux de maturation année 2) = 8,5 * (70,1 %) = 6,0 **(2)**
Ventes signées Résidentiel 2024 * (Taux de maturation année 1) = 8,4 * (11,9 %) = 1,0 **(3)**

Maturation des nouvelles ventes 2023-2024 = (1) + (2) + (3) = 9,7 x 10^6m³

Calcul de la maturation des nouvelles ventes Résidentiel 2024-2025 (10^6m^3)

Ventes signées Résidentiel 2023 * (Taux de maturation année 3) = 8,5 * (18,0 %) = 1,5 **(1)**
Ventes signées Résidentiel 2024 * (Taux de maturation année 2) = 8,4 * (70,1 %) = 5,9 **(2)**
Ventes signées Résidentiel 2025 * (Taux de maturation année 1) = 8,2 * (11,9 %) = 1,0 **(3)**

Maturation des nouvelles ventes 2024-2025 = (1) + (2) + (3) = 8,4 x 10^6m³

2.4 Veuillez expliquer que la maturation des nouvelles ventes de 2022-2023, soit 71,8 10^6m^3, s'avère du même ordre de grandeur que la donnée équivalente du plan 2021-2022, soit 72,9 $10^6m^{3,}$ malgré la présence de l'offre biénergie électricité-gaz naturel en 2022-2023 et les intentions manifestées au dossier R-4169-2021 d'inciter les nouveaux clients d'Énergir à opter pour la biénergie, notamment grâce à des appuis financiers gouvernementaux substantiels.

Réponse :

Comme démontré aux réponses aux questions 2.2 et 2.3, la maturation des nouvelles ventes s'effectue sur trois ans avec la majorité des volumes venant à maturation au cours de la 2e année. Bien que l'offre biénergie impactera considérablement les volumes de nouvelles ventes signées en 2022-2023, l'impact sera beaucoup moindre sur la maturation de celles-ci puisque la majorité des volumes de maturation pour 2022-2023 proviendront de ventes réalisées en 2020-2021 et 2021-2022, soit avant la mise en place de l'offre biénergie.

2.5 Selon les prévisions d'Énergir, veuillez indiquer quelle proportion des nouveaux clients résidentiels de 2022-2023 optera pour la biénergie.

Réponse :

Pour 2022-2023, Énergir estime que 60 % des nouveaux clients résidentiels admissibles à la biénergie opteront pour celle-ci.

APPROVISIONNEMENTS RESPONSABLES

Question 3

Références:

(i) B-0140, p. 8

Préambule :

(i)

« À ce jour, plusieurs fournisseurs ont obtenu la certification EO100™, et certains producteurs sont également en démarche afin de quantifier leur performance notamment plus spécifiquement quant aux émissions de GES de leurs opérations. Cette pluralité de producteurs ayant obtenu la certification EO100™ et divulguant certains indicateurs de performance permettrait à Énergir de diversifier encore davantage ses fournisseurs pour remplir ses objectifs en lien avec l'Initiative. »

Questions :

3.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que les approvisionnements relatifs à l'Initiative se limiteront à des producteurs ayant obtenu la certification EO100.

Réponse :

Les approvisionnements relatifs à l'Initiative se limiteront à des producteurs ayant obtenu la certification EO100. Toutefois, Énergir entend reconnaître comme facteur différenciateur un producteur qui obtiendrait des certifications supplémentaires, dont ceux spécifiques à l'émission de GES.

3.2 Veuillez indiquer si la certification EO100 impose un niveau maximal d'émission de GES ou si elle impose seulement la transparence quant au niveau d'émission.

Réponse :

La certification EO100 n'impose pas un niveau maximal d'émission de GES, mais fait plutôt la promotion de la transparence des bonnes pratiques environnementales, sociales et de gouvernance.

3.3 Le cas échéant, veuillez indiquer comment le niveau d'émission de GES requis par la norme se compare à la performance d'un producteur non soumis à l'Initiative, notamment en termes de réduction de GES.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.2.

3.4 Veuillez indiquer si un producteur certifié EO100 pourrait être en mesure de faire reconnaître et de vendre ses réductions de GES. Dans l'affirmative, comment cela affecterait-il l'intérêt d'Énergir envers ce producteur?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.2.

INJECTION DE GNR DE LA VILLE DE SAINT-HYACINTHE

Question 4

Références:

(i) B-0140, Annexe 1
(ii) B-0140, p. 140

Questions :

4.1 Veuillez indiquer pourquoi les injections de GNR de la ville de Saint-Hyacinthe ont été nulles pour un grand nombre de jours en décembre 2021 et janvier 2022.

Réponse :

Énergir n'a pas accès à l'ensemble des données d'opération de la Ville de Saint-Hyacinthe. Cependant, la Ville a informé Énergir que des problèmes mécaniques (le changement d'une valve qui a été retardé à la suite de délais de livraison) sont survenus entre décembre 2021 et janvier 2022 et ont causé une incapacité de production.

4.2 Si cette absence d'injection résulte d'une production moindre que prévu, veuillez expliquer les causes de cette baisse de production.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

4.3 Veuillez confirmer que les injections de la ville de Saint-Hyacinthe sont prises en compte à la ligne « achats dans le territoire » de la référence (i). Dans l'affirmative, veuillez justifier ce choix à la lumière de l'historique des injections de la ville de Saint-Hyacinthe.

Réponse :

Les injections prévues de la Ville de Saint-Hyacinthe sont effectivement incluses dans la ligne « achats dans le territoire » de la référence (i). Énergir est confortable d'utiliser les prévisions d'injections dans les différents scénarios malgré les difficultés intermittentes observées chez ce producteur. Il est cependant à noter que pour la contribution des outils en journée de pointe, Énergir utilise une valeur inférieure à celle prévue pour l'année, qui est plutôt basée sur les injections passées.

OUTILS D'APPROVISIONNEMENT ET OUTIL DE MAINTIEN

Question 5

Références:

(i) R-4175-2021, B-0191, réponse 5.1
(ii) R-4175-2021, B-0121
(iii) B-0140, p. 140
(iv) B-0140, Annexe 7
(v) B-0140, p. 23, tableau 4
(vi) B-0110, p. 11

Questions :

5.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer qu'Énergir a acquis 2 291 10^3m^3 de service de pointe en 2021-2022 en incluant le service de pointe acquis pour garantir la fiabilité de l'usine LSR. Sinon, veuillez indiquer la quantité totale de service de pointe contractée pour l'hiver 2021-2022.

Réponse :

Énergir confirme avoir acquis en 2021-2022 le volume de 2 291 10^3m^3 de service de pointe incluant le service de pointe acquis pour garantir la fiabilité de l'usine LSR.

5.2 Veuillez indiquer si Énergir a des raisons de croire qu'elle ne pourrait contracter une quantité équivalente pour l'hiver 2022-2023.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n^o 3 de l'AHQ-ARQ à la pièce Énergir-T, Document 11.

5.3 Relativement à la référence (ii), veuillez confirmer que le projet de remplacement des compresseurs d'évaporation sera complété pour l'hiver 2022-2023.

Réponse :

Énergir le confirme.

5.4 Relativement à la référence (iii), veuillez justifier de ne pas avoir recours au service de pointe pour la totalité du besoin de capacité additionnel de 2 211 10^3m^3.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 5.2.

5.5 Veuillez indiquer si Énergir a contracté du service de pointe pour l'hiver 2022-2023 à ce jour. Si oui, pour quelle quantité?

Réponse :

Non, Énergir n'a pas encore contracté de service de pointe pour l'hiver 2022-2023.

5.6 Veuillez refaire l'annexe 7 (iv) pour chacun des deux scénarios suivants :

5.6.1 Scénario 4 : contracter du service de pointe pour l'ensemble des 2 211 10^3m^3 en besoin de capacité additionnel. Veuillez indiquer le nombre de jours d'utilisation du service de pointe à l'hiver extrême sous ce scénario.

Réponse :

En fonction des discussions avec les fournisseurs de marché secondaire, ce scénario ne peut se concrétiser.

5.6.2 Scénario 5 : contracter du service de pointe pour une quantité telle que le besoin de l'hiver extrême soit égal au besoin de la journée de pointe (37 113 10^3m^3). Si cette quantité excède 2 211 10^3m^3, veuillez faire l'hypothèse d'une cession de transport a priori pour la portion excédentaire.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 5.6.1.

5.6.3 Scénario 6 : contracter du service de pointe pour une quantité telle que le besoin de l'hiver extrême soit égal au besoin de la journée de pointe (37 113 10^3m^3) et en supposant que le service de pointe n'est disponible que trois jours. Si cette quantité excède 2 211 10^3m^3, veuillez faire l'hypothèse d'une cession de transport a priori pour la portion excédentaire.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 5.6.1.

5.7 Pour ces trois scénarios, veuillez indiquer si le coût d'approvisionnement inclut des coûts variables associés au service de pointe et, le cas échéant, élaborer sur les circonstances d'approvisionnement qui entraînent l'appel au service de pointe, puis justifier le coût de la fourniture utilisée.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 5.6.1.

5.8 Pour ces trois scénarios, veuillez recalculer le besoin d'un outil de maintien (v).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 5.6.1.

5.9 Pour ces trois scénarios, veuillez recalculer le coût d'utilisation de l'usine LSR assumé par GM GNL (v).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 5.6.1.

5.10 Selon Énergir, quelle est la quantité maximale d'outils de pointe qu'il est prudent d'utiliser? Veuillez présenter les analyses appuyant votre réponse.

Réponse :

Énergir croit que la quantité d'outils de pointe prévue dans le plan d'approvisionnement représente un niveau prudent en ce qui a trait à la sécurité d'approvisionnement. La quantité souhaitable d'outils de pointe dépend entre autres de la structure de prix associée à ces outils. Au-delà du risque d'approvisionnement, le risque financier se doit d'être considéré. En raison des multiples formes que peuvent prendre les outils de pointe (autant pour la quantité que le prix), Énergir travaille avec les offres disponibles sur le marché et n'est pas en mesure de donner, indépendamment de ces offres spécifiques, un niveau d'outil de pointe dit « prudent » tant au niveau de la sécurité d'approvisionnement que du risque financier à assumer.

PROPOSITION DE MODIFICATION À L'OUTIL DE MAINTIEN

Question 6

Références:

(i) B-0141, p. 5
(ii) B-0141, p. 5
(iii) B-0141, p. 20

Préambule :

(i)

Énergir identifie également trois limites à la méthodologie actuelle :

1. Inadéquation entre les quantités demandées et celles réellement requises

    a) Appel de l'outil lorsqu'il n'est pas requis

    b) Non-appel de l'outil lorsqu'il est requis

2. Achat de molécule à un prix plus élevé (prix spot)

3. La baisse des revenus de la quote-part pour l'utilisation des capacités d'entreposage par GM GNL découlant d'une éventuelle optimisation du plan d'approvisionnement pour maximiser l'utilisation des capacités de l'usine LSR pourrait réduire l'incitatif d'Énergir à optimiser le plan.

Elle décrit ainsi la troisième limite :

> « Finalement, Énergir croit pouvoir continuer au fil du temps à optimiser davantage ses outils d'approvisionnement et réduire l'inventaire disponible à l'usine LSR à la fin de l'hiver sous le scénario de l'hiver extrême, ce qui résulterait en la demande d'un outil de maintien plus fréquemment dans le futur, selon la méthodologie actuelle. L'outil de maintien étant demandé de plus en plus souvent, Énergir retirera donc de moins en moins souvent de revenus de la quote-part pour l'utilisation des capacités d'entreposage par GM GNL, diminuant ainsi son incitatif à réaliser ces cessions temporaires. »

(ii)

> « S'il n'était pas possible pour Énergir de procéder à un échange temporaire de GNL, elle achèterait un outil de la capacité équivalente à celle due par GM GNL sur le marché, et ce, aux frais de cette dernière. »

(iii)

> « Méthode proposée : lorsque l'usine LSR est utilisée en début d'hiver, Énergir demande à GM GNL de transférer de l'inventaire dans le fonds de prévoyance. Au fur et à mesure que l'hiver progresse, en fonction des températures, Énergir peut arrêter de demander le transfert d'inventaire vers le fonds de prévoyance si la situation de fin d'hiver change (en raison de la température, de la demande et des optimisations effectuées avec ses outils). »

Questions :

6.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si le nombre de journées d'utilisation de l'outil de maintien est limité. S'il est limité, veuillez indiquer à combien de jours et comment ce nombre de journées est déterminé.

Réponse :

Non, il n'y a pas de limite sur le nombre de journées d'utilisation de l'outil de maintien.

6.2 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si le gaz transporté par l'outil de maintien peut provenir de retrait d'entreposage à Dawn.

Réponse :

Non, ultimement, le gaz transporté par l'outil de maintien nécessite des achats de fourniture additionnels.

6.3 Pour chacune des trois limitations, veuillez indiquer si Énergir a évalué les coûts associés pour la DaQ. Le cas échéant, veuillez présenter ces coûts et indiquer comment ils ont été évalués.

Réponse :

En tant que tel, le but de la méthode n'est pas d'évaluer le coût spécifique des limitations, mais plutôt d'assurer que la méthode représente mieux l'effet de la réservation de GM GNL sur la structure d'approvisionnement.

Essentiellement, selon la méthode actuelle, des coûts de fourniture en journée froide d'hiver sont encourus alors que dans la méthode proposée, les coûts pour la fourniture sont ceux lors de la liquéfaction (coûts d'été) qui sont en général plus faibles. Ces écarts s'appliquent aux deux premières limitations.

En ce qui a trait à la troisième limitation, avec la méthode actuelle, lorsqu'un outil de maintien est requis pour couvrir l'ensemble de la réservation de GM GNL, alors cet outil vient remplacer l'inventaire pour Énergir. Ainsi, comme Énergir a accès, *a priori*, à l'ensemble de l'inventaire, aucun frais de réservation n'est alloué à

GM GNL. Dans la proposition, comme aucune capacité n'est mise de côté *a priori*, mais que l'inventaire est plutôt compensé, au besoin, au fur et à mesure que l'hiver se déroule, alors seulement une portion de l'inventaire est mise à disposition d'Énergir, ce qui devrait permettre d'allouer plus de coûts de réservation à GM GNL.

6.4 Relativement à la troisième limitation, veuillez indiquer si les optimisations envisagées se limitent à des cessions temporaires ou si d'autres mesures sont également envisagées.

Réponse :

En présumant que la question de la FCEI fait référence à la mention « des optimisations effectuées avec ses outils », ou à « éventuelle optimisation du plan d'approvisionnement », ou à « optimiser davantage ses outils d'approvisionnement », celles-ci font référence à tous les types d'optimisations qui peuvent être effectuées (cessions, détournements, échanges dans le temps, etc.).

Sinon, Énergir envisage procéder par échange d'inventaire dans le temps avec GM GNL dans la mesure où cela est possible en fonction du scénario d'hiver extrême.

6.5 Veuillez confirmer que les cessions temporaires dont il est question sont des cessions a priori. Sinon, veuillez expliquer comment ces cessions peuvent influencer l'établissement de l'outil de maintien.

Réponse :

Contrairement à l'outil de maintien actuel, qui est demandé en totalité en début d'hiver, la proposition fait en sorte que le transfert d'inventaire vers le fonds de prévoyance sera effectué en journée froide seulement. Ainsi, selon l'évolution de l'hiver, la nécessité de garnir le fonds de prévoyance peut varier. Ces variations peuvent notamment provenir des optimisations effectuées (entre autres, pendant l'hiver) ou d'optimisations prévues au 0-12, mais qui n'ont pu être effectuées.

6.6 Dans le cas du présent dossier, veuillez indiquer quelle serait la perte maximale pour la DaQ associée à la réduction de la quote-part de GM GNL.

Réponse :

Dans le présent dossier, étant donné que la daQ ne peut remplir la portion d'inventaire réservée par GM GNL, aucun outil de maintien ou aucune demande de

transfert vers le fonds de prévoyance n'est prévu. Ainsi, aucune réduction de la quote-part de GM GNL n'est possible. À titre informatif, la valeur de la quote-part d'entreposage attribuable à la réservation de GM GNL se situe à 110 000 $ à la Cause tarifaire 2022-2023 (pièce B-0110, Énergir N, Document 14, annexe 1, page 2, colonne 3, ligne 26). Ainsi, chaque réduction de 1 $10^6 m^3$ de capacité réservée aurait un effet à la baisse d'environ 22 000 $ sur la quote-part d'entreposage payable par GM GNL via la répartition du coût d'utilisation de l'usine LSR.

6.7 Veuillez confirmer que, lorsque l'outil de maintien est appelé, tous les autres outils de transport sont également pleinement utilisés, incluant le transport STS. Sinon, veuillez indiquer les outils de transport qui seraient susceptibles de ne pas être utilisés.

Réponse :

Il peut être possible que l'outil de maintien soit appelé (la veille), mais qu'au réel l'outil de service de transport STS ne soit pas pleinement utilisé, pour des raisons de fluctuation de la demande. En fonction des capacités de transport détenues, tous les autres services de transport devraient être pleinement utilisés.

6.8 Veuillez confirmer que, lorsque l'outil est appelé alors qu'il n'est pas requis, le transport STS peut être modulé pour ajuster les approvisionnements à la demande.

Réponse :

Énergir possède effectivement des outils, dont le transport STS, pour s'ajuster avec la demande, ce qui permet de couvrir la capacité associée à l'outil de maintien sous la forme de transport.

6.9 Depuis la mise en place de l'outil de maintien par la Régie, veuillez indiquer combien de fois il n'a pas été appelé alors qu'il aurait été requis.

Réponse :

La forme de l'outil de maintien à « appeler » n'a été requise que pendant l'hiver 2020-2021. Cependant, comme détaillé au Rapport annuel 2020-2021 (R-4175-2021, B-0167, Énergir-12, Document 6, p. 2 et 3), l'outil a finalement été fourni principalement par vaporisation, et les quantités ont été calculées a posteriori (plutôt que par appel).

6.10 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si Énergir considère qu'il est prudent de s'en remettre à la disponibilité de transport sur le marché secondaire en cours d'année pour assurer la sécurité des approvisionnements. Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur la méthodologie vous permettant de tirer cette conclusion.

Réponse :

La proposition explique que dans le cas d'un non-respect des livraisons d'inventaire vers le fonds de prévoyance ou à la suite d'un échange dans le temps, Énergir irait chercher des outils équivalents au défaut de livraison observé, dont les coûts seraient complètement absorbés par GM GNL. Ce risque est conforme à celui auquel Énergir ferait face si l'un de ses fournisseurs était en défaut de livrer. Ainsi, Énergir n'évalue pas que ce risque soit supérieur à celui de ses pratiques d'approvisionnement actuelles.

6.11 Veuillez réconcilier cette proposition avec la position historique d'Énergir selon laquelle les achats en cours d'année ne sont pas suffisamment sûrs pour être considérés au plan d'approvisionnement.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 6.10.

6.12 En lien avec le besoin d'outil de maintien identifié en réponse à la question 5.8, veuillez indiquer quelle est la quantité de transport qu'Énergir prévoit pouvoir acquérir en cours d'année avec suffisamment de certitude pour la considérer comme un moyen fiable au plan d'approvisionnement.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.6.1.

6.13 Relativement à la référence (iii), veuillez présenter de manière détaillée la méthode qui sera utilisée par Énergir pour déterminer si les transferts vers le fonds de prévoyance peuvent être interrompus dans l'éventualité où la situation de fin d'hiver change.

Réponse :

La situation d'approvisionnement en cours d'hiver est toujours en évolution. Ainsi, Énergir évalue de façon continue l'évolution de la demande (entre autres, à partir des relevés quotidiens à ses postes de livraison), l'évolution de la température et la situation de ses inventaires afin d'être en mesure d'optimiser les coûts

d'approvisionnement. La situation du fonds de prévoyance sera intégrée à cette gestion continue afin de pouvoir déterminer si les transferts sont requis ou non pour assurer la sécurité d'approvisionnement du scénario de l'hiver extrême.

6.14 Veuillez confirmer que cette situation (c.-à-d. l'absence de transferts au fonds de prévoyance malgré une utilisation de l'usine LSR) pourrait survenir dès le début de l'hiver si la prévision de la situation de fin d'hiver le permet.

Réponse :

Effectivement, un transfert au fonds de prévoyance ne sera pas nécessairement toujours requis en début d'hiver (tout comme l'outil de maintien actuel n'est pas toujours requis).

6.15 Veuillez expliquer ce que vous entendez par situation de fin d'hiver.

Réponse :

La situation de fin d'hiver correspond à l'évolution du solde d'inventaire minimal prévu. Dans le scénario d'hiver extrême du plan d'approvisionnement, ce solde d'inventaire minimal se situe généralement vers la fin du mois de février ou le début du mois de mars.

6.16 Veuillez présenter, sur une base quotidienne, la prévision d'inventaire de l'usine LSR sous le scénario de l'hiver extrême pour 2022-2023 en fonction du plan d'approvisionnement déposé par Énergir, de même que les scénarios 4 à 6 présentés à la question 5.6 si ceux-ci n'entraînent pas de besoin d'outil de maintien.

Réponse :

Pour les scénarios 4 à 6, veuillez vous référer à la réponse à la question 5.6.1.

La prévision d'inventaire de l'usine LSR pour l'hiver 2022-2023 sous le scénario de l'hiver extrême :

Date	Solde (10^3m^3)	Date	Solde (10^3m^3)	Date	Solde (10^3m^3)	Date	Solde (10^3m^3)
12/1/2022	53 088	1/1/2023	52 106	2/1/2023	51 125	3/1/2023	21 873
12/2/2022	53 056	1/2/2023	52 075	2/2/2023	49 031	3/2/2023	21 842
12/3/2022	53 025	1/3/2023	52 043	2/3/2023	46 157	3/3/2023	21 810
12/4/2022	52 993	1/4/2023	52 011	2/4/2023	46 125	3/4/2023	21 778
12/5/2022	52 961	1/5/2023	51 980	2/5/2023	46 093	3/5/2023	21 747
12/6/2022	52 930	1/6/2023	51 948	2/6/2023	46 062	3/6/2023	21 715
12/7/2022	52 898	1/7/2023	51 916	2/7/2023	45 883	3/7/2023	21 683
12/8/2022	52 866	1/8/2023	51 885	2/8/2023	44 929	3/8/2023	21 652
12/9/2022	52 835	1/9/2023	51 853	2/9/2023	42 606	3/9/2023	21 620
12/10/2022	52 803	1/10/2023	51 821	2/10/2023	42 574	3/10/2023	21 588
12/11/2022	52 771	1/11/2023	51 790	2/11/2023	42 543	3/11/2023	21 557
12/12/2022	52 740	1/12/2023	51 758	2/12/2023	42 511	3/12/2023	21 525
12/13/2022	52 708	1/13/2023	51 726	2/13/2023	42 408	3/13/2023	21 493
12/14/2022	52 676	1/14/2023	51 695	2/14/2023	38 292	3/14/2023	21 462
12/15/2022	52 645	1/15/2023	51 663	2/15/2023	36 116	3/15/2023	21 430
12/16/2022	52 613	1/16/2023	51 631	2/16/2023	32 570	3/16/2023	21 398
12/17/2022	52 581	1/17/2023	51 600	2/17/2023	29 054	3/17/2023	21 367
12/18/2022	52 550	1/18/2023	51 568	2/18/2023	28 491	3/18/2023	21 335
12/19/2022	52 518	1/19/2023	51 536	2/19/2023	28 460	3/19/2023	21 303
12/20/2022	52 486	1/20/2023	51 505	2/20/2023	28 428	3/20/2023	21 272
12/21/2022	52 455	1/21/2023	51 473	2/21/2023	26 893	3/21/2023	21 240
12/22/2022	52 423	1/22/2023	51 441	2/22/2023	26 861	3/22/2023	21 208
12/23/2022	52 391	1/23/2023	51 410	2/23/2023	26 829	3/23/2023	21 177
12/24/2022	52 360	1/24/2023	51 378	2/24/2023	23 525	3/24/2023	21 145
12/25/2022	52 328	1/25/2023	51 346	2/25/2023	23 493	3/25/2023	21 113
12/26/2022	52 296	1/26/2023	51 315	2/26/2023	23 462	3/26/2023	21 082
12/27/2022	52 265	1/27/2023	51 283	2/27/2023	23 082	3/27/2023	21 050
12/28/2022	52 233	1/28/2023	51 251	2/28/2023	21 905	3/28/2023	21 018
12/29/2022	52 201	1/29/2023	51 220			3/29/2023	20 987
12/30/2022	52 170	1/30/2023	51 188			3/30/2023	20 955
12/31/2022	52 138	1/31/2023	51 156			3/31/2023	20 923

Il est de plus à noter qu'en fonction du solde réel de fin d'hiver 2021-2022, le solde maximal d'inventaire qui pourrait être atteint au 1er décembre 2022 est estimé à un maximum de 48 000 000 10^3m^3. Cette baisse n'a pas d'impact matériel sur le plan d'approvisionnement puisque ceci permet tout de même de maintenir un solde suffisant au 31 mars 2023.

LIMITE DU LIQUÉFACTEUR 1 ET PROPOSITIONS COMPLÉMENTAIRES

Question 7

Références:

(i) B-0141, pp. 8 et 9
(ii) B-0141, p. 15

Préambule :

(i)

Compensation pour fonds de prévoyance :

> « *Compensation pour les volumes du fonds de prévoyance utilisés = Prix du gaz payé par Énergir + Coût de liquéfaction* + Crédit [T+É+D+ SPEDE]
>
> Le prix du gaz utilisé serait le prix moyen payé par Énergir pendant la période où elle a procédé à la liquéfaction. Le coût de liquéfaction serait composé du coût du gaz de service, de l'électricité (incluant un appel de puissance, le cas échéant) et des réfrigérants. »

(ii)

Compensation pour liquéfaction :

> « *Compensation pour les volumes liquéfiés = Coût de liquéfaction + Crédit* [$F + T +$ É $+ D + SPEDE$]. »

Questions :

7.1 Veuillez présenter des exemples chiffrés des calculs de la compensation pour les références (i) et (ii) pour 2022-2023 et décomposant le coût de la liquéfaction entre gaz de service, électricité et réfrigérant.

Réponse :

Puisqu'aucun outil de maintien n'a été demandé pour l'année financière 2022-2023, il n'est pas possible pour Énergir de chiffrer les calculs aux références (i) et (ii). Cependant, Énergir présente des exemples de prix de compensation en réponse aux questions 10.4 et 14.1 de la demande de renseignements n^{o} 1 d'Option consommateur à la pièce Énergir-T, Document 13.

Pour ce qui est de la ventilation du coût de liquéfaction entre gaz de service, électricité et réfrigérant, le tableau suivant présente la répartition des différentes composantes.

Ce tableau est déposé sous pli confidentiel

7.2 Veuillez indiquer comment Énergir déterminera si un appel de puissance électrique est applicable.

Réponse :

Le volume de GNL acquis par Énergir via le fonds de prévoyance sera ajouté aux volumes déjà liquéfiés en prévision de l'hiver, soit la liquéfaction produite entre le 1er octobre et le 1er décembre de l'année financière en cours. Ceci permettra de déterminer un nouveau volume total théorique à liquéfier.

Par la suite, le calendrier de liquéfaction sera actualisé en fonction de ce nouveau volume en utilisant la méthode usuelle qui consiste à déterminer la date de début de la liquéfaction à rebours à partir (ou autour) du 1er décembre. À la suite de l'actualisation, si le calendrier de liquéfaction nécessite un appel de puissance supplémentaire, ce dernier sera ajouté dans le calcul du prix de compensation pour liquéfaction. Dans le cas contraire, aucun appel de puissance ne sera ajouté.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT ET TAUX D'EFFRITEMENT

Question 8

Références:

(i) B-0066, p. 2
(ii) R-4151-2021, B-0035, p. 2
(iii) B-0066, p. 1
(iv) R-4151-2021, B-0035, p. 1
(v) R-3879-2014, B-0663, pp. 41 à 46
(vi) B-0067, p. 4
(vii) B-0067, p. 5
(viii) B-0067, p. 5
(ix) B-0067, p. 5
(x) R-3867-2013, B-0178, pp. 9 à 11, section 7
(xi) B-0067, p. 5, tableau 1
(xii) B-0067, p. 6, tableau 2

Préambule :

(iii) et (iv)

À l'an 5 du plan de développement, la FCEI note :

- Une croissance des additions de clients résidentiels (2 078 en 2022-2023 vs 1 789 en 2021-2022)
- Une décroissance des additions de clients affaires (1 664 vs 2 083)
- Une baisse des volumes moyens par client résidentiel (5 416 m^3 vs 6 227 m^3)
- Une hausse des volumes moyens par clients affaires (23 255 m^3 vs 16 562 m^3)

(vi)

> « Énergir estime que ces ventes biaiseraient le taux d'effritement si elles n'étaient pas exclues de l'échantillon. C'est le cas pour les ventes de chauffage temporaire utilisé pour la construction de nouveaux bâtiments. La maturation des volumes du bâtiment est plutôt comptabilisée au client « permanent » qui occupera le bâtiment après sa construction. »

(vii)

> « Les volumes signés en 2018-2019 des clients sans consommation en 2020-2021 étaient anormalement élevés avec 11,2 % du volume total. Afin de calculer un taux d'effritement global réaliste, Énergir a posé comme hypothèse que la part de volume prévu des nouvelles ventes sans consommation correspond à la moyenne historique de 2016-2017 à 2018-2019, soit 3,7 %. Le nombre de ventes associées à ce groupe est majoritairement en nouvelle construction. Avec la pandémie de

COVID-19 depuis mars 2020, Énergir estime qu'il est probable qu'une proportion plus importante de ces projets ont été retardés plus qu'à l'habitude. Dans les faits, une analyse sommaire indique qu'environ le tiers de ces ventes ont plutôt commencé à consommer en 2021-2022, soit après la période de trois ans retenue pour le présent suivi.» (Nous soulignons)

(viii)

« Le volume prévu en 2018-2019 a été comparé au volume normalisé de l'année financière 2020-2021. Soixante (60) nouvelles ventes avec des valeurs extrêmes de consommation ont été exclues (30 en sous-consommation et 30 en surconsommation). Celles-ci venaient biaiser de façon importante le taux d'effritement. »

« On y constate que ce sont les marchés partenariat résidentiel et partenariat affaires qui expliquent un taux d'effritement au-dessus de 15 %. Pour ces marchés, l'évaluation de volume du client est prise en charge par un partenaire certifié en gaz naturel (PCGN), soit la force de vente externe d'Énergir. Le marché de la nouvelle construction habitation et le marché affaires sont en dessous du 15 % avec, respectivement, des taux d'effritement de 3,4 % et de 13,6 %. »

Questions :

8.1 Veuillez expliquer l'évolution des paramètres suivants entre les références (ii) et (i).

8.1.1 Durée d'amortissement comptable – Conduites

Réponse :

La durée d'amortissement comptable pour les conduites est passée de 45,4 ans en moyenne lors de l'année financière 2021 à 40,5 ans pour l'année financière 2022. Chaque année, les taux d'amortissement pour toutes les catégories d'actifs faisant partie du calcul de rentabilité sont mis à jour. Ceci permet de refléter les résultats de l'étude des taux réalisée l'année précédente (s'il y a lieu), de même que mettre à jour la pondération entre les différentes catégories d'actifs constituant la durée d'amortissement moyenne. Par exemple, pour l'année financière 2022, aucune étude des taux n'a été réalisée pour les conduites. Cependant, la pondération entre la catégorie « acier » et la catégorie « plastique direct » a évoluée, expliquant l'évolution de ce paramètre entre les références (ii) et (i).

8.1.2 Durée d'amortissement comptable – Postes de livraison – Civil

Réponse :

La durée d'amortissement comptable pour les postes de livraison – Civil est passée de 41,0 ans en moyenne lors de l'année financière 2021 à 50,6 ans

pour l'année financière 2022, à la suite de la mise à jour annuelle, telle qu'expliquée à la réponse à la question 8.1.1.

8.1.3 Durée d'amortissement comptable – Postes de livraison – Équipement

Réponse :

La durée d'amortissement comptable pour les postes de livraison – Équipement est passée de 49,0 ans en moyenne lors de l'année financière 2021 à 36,3 ans pour l'année financière 2022, à la suite de la mise à jour annuelle, telle qu'expliquée à la réponse à la question 8.1.1.

8.2 Relativement aux références (iii) et (iv), veuillez expliquer les variations notées en préambule.

Réponse :

La croissance des clients résidentiels est liée aux mises en chantier dans le secteur des maisons unifamiliales. Ceci explique également la baisse des volumes moyens en raison du poids plus important des petits bâtiments.

On observe une tendance à la baisse dans la construction de nouveaux petits bâtiments commerciaux, ce qui a un impact à la baisse sur le nombre de ventes et la hausse du volume moyen.

8.3 Veuillez indiquer le nombre de nouveaux clients résidentiels qui opteront pour la biénergie électricité-gaz naturels en 2022-2023 selon la prévision d'Énergir et le volume moyen prévu pour ces clients.

Réponse :

Comme souligné à la réponse à la question 2.5, Énergir estime que 60 % des nouveaux clients résidentiels admissibles à la biénergie opteront pour celle-ci en 2022-2023. Le volume moyen pour ces clients est d'environ 400 m^3.

8.4 Veuillez reproduire la réponse de la référence (v) pour le plan de développement 2022-2023.

Réponse :

Les principales différences méthodologiques avec le plan de développement 2019-2020 (R-4119-2020, pièce B-0130, Énergir-T, Document 5, Q/R 3.2) sont les suivantes:

- Les modèles de prévision du nombre de ventes utilisant le PIB ont été remplacés par des modèles basés sur une moyenne de trois ans en raison des effets de la pandémie sur le PIB;
- Répartition des ventes en deux groupes, soit biénergie et 100 % gaz étant donné que les volumes moyens et subventions sont très différents pour ces deux groupes; et
- Inclusion du revenu de compensation GES dans le calcul de la rentabilité des ventes en biénergie.

8.5 Veuillez indiquer l'impact des politiques publiques relatives à la réduction des GES sur les pertes de clients prévues au plan d'approvisionnement.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 1.1 et 1.4 de la demande de renseignements no. 3 de l'ACEFQ (Énergir-T, Document 9).

8.6 Veuillez ventiler les ventes non réalisées et les ventes sans consommation entre les clientèles résidentielles et affaires.

Réponse :

Énergir répond à la question en présumant qu'elle porte sur la référence xi).

	Résidentiel	Affaires	Total
Ventes non réalisées	17	28	45
Ventes sans consommation	106	208	314

8.7 Relativement à la référence (vi), veuillez clarifier si les volumes de chauffage sont pris en compte dans la maturation des volumes du client permanent et, le cas échéant, fournir un exemple chiffré illustrant comment le chauffage temporaire est pris en compte.

Réponse :

Énergir présume que la question porte sur le traitement du chauffage temporaire. Les volumes de chauffage temporaire sont exclus de l'analyse. La méthodologie cherche à comparer la consommation normalisée trois ans après la vente « permanente ».

8.8 Relativement à l'hypothèse de 3,7% appliquée aux clients sans consommation (vii), veuillez fournir, ventilé selon les segments de marché du tableau 2 (xii), le nombre de clients et les volumes réels correspondant au taux de 11,2%. Veuillez également fournir les données correspondantes pour 2016-2017 et 2017-2018 en valeur absolue et en pourcentage des ventes totales.

Réponse :

Énergir constate que l'hypothèse de 3,7 % a été basée de façon erronée sur le pourcentage de client sans consommation au lieu du pourcentage des volumes de ces clients. L'hypothèse aurait donc dû être d'environ 1,5 %.

Sans consommation : 2018-2019

	Nombre de Nouvelles ventes	% Nombre	Volumes Prévus	% Volumes
Nouvelle construction Habitation	80	2,1 %	608 787	1,7 %
Affaires	30	0,9 %	1 407 200	4,0 %
Partenariat Affaires	175	4,6 %	1 917 077	5,4 %
Partenariat résidentiel	26	0,7 %	50 069	0,1 %
Total	314	8,3 %	3 893 133	11,2 %

Sans consommation : 2016-2017

	Nombre de Nouvelles ventes	% Nombre	Volumes Prévus	% Volumes
Nouvelle construction Habitation	67	1,6 %	91 196	0,2 %
Affaires	0	0,0 %	0	0,0 %
Partenariat Affaires	59	1,4 %	567 385	1,0 %
Partenariat résidentiel	12	0,3 %	6 774	0,0 %
Total	138	3,4 %	655 355	1,2 %

Sans consommation : 2017-2018

	Nombre de Nouvelles ventes	% Nombre	Volumes Prévus	% Volumes
Nouvelle construction Habitation	72	1,8%	121 767	0,2%
Affaires	1	0,0%	162 265	0,3%
Partenariat Affaires	78	1,9%	692 235	1,2%
Partenariat résidentiel	9	0,2%	11 106	0,0%
Total	160	4,0%	987 373	1,7%

8.9 Veuillez mettre à jour les données du passage souligné de la référence (vii) en préambule et ventiler ces clients selon les segments de marché du tableau 2(xii).

Réponse :

	Sans consommation avant 2021-2022	Consommation en 2021-2022
Nouvelle construction Habitation	80	25
Affaires	33	7
Partenariat Affaires	175	64
Partenariat résidentiel	26	5
Total	314	101

8.10 Relativement à la référence (viii), sachant qu'un client ne peut avoir de consommation négative, veuillez expliquer ce que vous entendez par valeur extrême en sous-consommation. En quoi ces clients sont-ils différents des 314 clients sans consommation du tableau 1(xi)?

Réponse :

Les 60 observations retirées venaient biaiser de façon importante le taux d'effritement.

La moitié, dont la consommation réelle était très supérieure à la consommation prévue, a été retirée basée sur le critère suivant :

- Écart Volume réel – Volume estimé >= 10,000 m^3 et
- Ratio Volume réel / Volume estimé >= 360 %

La moitié, dont la consommation réelle était supérieure à 0 (donc non inclus dans le groupe des 314 sans consommation) mais très inférieure à la consommation prévue, a été retirée basée sur le critère suivant :

- Écart Volume réel – Volume estimé <= -25,000 m^3 et
- Ratio Volume réel / Volume estimé <= 25 %

Bien que ces critères aient été appliqués sans égard à la segmentation de marché, on peut voir que l'impact sur les volumes se situe dans les marchés de la nouvelle construction habitation et du marché Affaire (hors partenariat).

	Nombre	Volumes réels	Volumes estimés
Sur-maturation	**30**	**6 983 383**	**994 573**
Nouvelle construction Habitation	9	656 729	99 691
Affaires	7	5 829 699	807 792
Partenariat Affaires	14	496 955	87 090
Partenariat résidentiel	0	0	0
Sous-maturation	**30**	**245 259**	**2 695 145**
Nouvelle construction Habitation	3	46 851	290 300
Affaires	12	116 964	1 671 366
Partenariat Affaires	15	81 444	733 509
Partenariat résidentiel	0	0	0

8.11 Veuillez indiquer le ou les critères utilisés pour identifier les 60 observations à valeur extrême.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.10

8.12 Veuillez indiquer comment la segmentation des marchés (xii) a été prise en compte dans l'exclusion des 60 clients présentant des données extrêmes.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.10

8.13 Veuillez présenter les données individuelles des 60 clients selon le format du tableau 2(xii) en indiquant le segment de marché auquel ils appartiennent.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.10

8.14 Veuillez refaire les tableaux 1(xi) et 2(xii) sur la base des données réelles brutes, c'est-à-dire sans exclure les données extrêmes ni poser l'hypothèse de 3,7%.

Réponse :

	Nombre de nouvelles ventes	Volumes normalisés 2020-2021	Volumes prévus 2018-2019	Taux d'effritement
Non réalisées	45	0	808 283	2,3 %
Sans consommation	314	0	3 983 133	11,2 %
Avec consommation	3 408	29 176 421	30 828 799	5,4 %
Total	3 767	29 176 421	35 620 215	18,1 %

	Nombre de nouvelles ventes	Volumes normalisés 2020-2021	Volumes prévus 2018-2019	Taux d'effritement*
Nouvelle construction habitation	1 548	4 863 850	4 698 767	-3,5 %
Affaires	175	13 792 281	11 562 947	-19,3 %
Partenariat affaires	1 059	9 466 571	13 081 468	27,6 %
Partenariat résidentiel	626	1 053 719	1 485 617	29,1 %
Total	3 408	29 176 421	30 828 799	5,4 %

* Un taux d'effritement négatif indique que la consommation normalisée est supérieure à la consommation prévue

8.15 Relativement à la référence (ix), veuillez présenter l'analyse de revenu requis a posteriori pour chacun des quatre segments de marché du tableau 2(xii) sur la base des volumes réels de 2021-2022.

Réponse :

Énergir soumet que la demande dépasse les besoins relatifs au suivi portant sur le taux d'effritement des ventes et que les résultats demandés n'ont aucune incidence sur le taux lui-même. Énergir rappelle par ailleurs qu'elle fait un suivi *a posteriori* des ventes au marché PMD au rapport annuel.

8.16 Relativement à la référence (ix), veuillez élaborer sur les circonstances qui font qu'un client est pris en charge par la force de vente externe plutôt que par la force de vente interne. Par exemple, est-ce que la force de vente externe traite davantage les clients en densification ou les petites extensions de réseau alors que la force de vente interne traite davantage les projets d'extension de plus grande importance?

Réponse :

Les marchés partenariat affaires et résidentiel comptent les clients avec un volume annuel inférieur à 125 000 m^3. La nouvelle construction habitation est exclue de ce marché.

Les marchés partenariats sont constitués de la clientèle de masse qui est desservie par 189 PCGN, soit la force de vente externe. Treize représentants, employés d'Énergir, représentent la force de vente interne.

La force de vente externe effectue les installations au gaz et est autorisée à signer le contrat. La force de vente externe est appuyée par la force de vente interne. Des

non PCGN peuvent également desservir le marché. Cependant, celui-ci doit se référer à la force de vente interne pour signer le contrat.

8.17 Veuillez indiquer combien Énergir compte de PCGN.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.16.

8.18 Veuillez indiquer si Énergir a effectué une analyse du taux d'effritement des PCGN sur une base individuelle et si la surestimation des ventes est généralisée ou touche plus particulièrement certains PCGN.

Réponse :

Énergir n'a pas effectué une telle analyse.

8.19 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que plus un PCGN prévoit un volume de consommation élevé pour un client donné, moins il est susceptible de devoir exiger de lui une contribution.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.20.

8.20 Veuillez indiquer si les prévisions de vente des PCGN sont encadrées par des paramètres définis par Énergir. Si oui, veuillez fournir ces paramètres. Sinon, veuillez expliquer comment Énergir vérifie que les PCGN appliquent le taux d'effritement de 15% aux volumes qu'ils soumettent pour les fins de l'établissement de la contribution des clients.

Réponse :

Le taux d'effritement est un paramètre contrôlé par Énergir et ne peut être modifié par un PCGN. Le taux d'effritement est « codé » dans les outils qu'Énergir met à leur disposition.

Les PCGN doivent fournir certaines informations comme le type d'appareil à installer et la superficie à chauffer afin de déterminer un volume projeté. Ces informations sont généralement paramétrées par Énergir, comme illustré à la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 5 de la Régie (Énergir-T, Document 7).

8.21 Veuillez indiquer qui, entre Énergir ou les PCGN, établit si un client doit verser une contribution et décide du montant de celle-ci.

Réponse :

C'est Énergir qui a cette responsabilité en vertu de l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif*.

8.22 Veuillez refaire le tableau 2 (xii) pour les segments « partenariat résidentiel » et « partenariat affaires » en incluant seulement les clients ayant été soumis au processus de gouvernance mentionné à la référence (x).

Réponse :

Le processus de gouvernance en référence (x) concerne les « projets d'extension avec expectative de rentabilité » que la Régie n'a pas retenu dans sa décision D-2018-080, mise à part les cas d'exception dont le budget annuel est limité à 1,5 M$. Les cas d'exception sont traités par Énergir.

8.23 Veuillez commenter la possibilité de soumettre les projets « partenariat résidentiel » et « partenariat affaires » au processus de gouvernance.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.22.

FONCTIONNALISATION DE LA CONTRIBUTION GES

Question 9

Références:

(i) B-0102, pp. 1 et 2
(ii) B-0122, p. 1
(iii) B-0140, annexe 8, p. 1, ligne 1, colonne 3
(iv) B-0112

Questions :

9.1 Veuillez confirmer qu'en vertu de la méthode de fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement, la migration de clients vers la biénergie, même à grande échelle, a un impact négligeable sur le ratio entre a) le coût des outils de transport attribués à la fonction transport et b) les volumes utilisés pour établir le tarif de transport.

Réponse :

Énergir le confirme.

9.2 Dans l'affirmative, veuillez confirmer que la fonctionnalisation d'une partie de la contribution GES en transport engendrera un tarif de transport plus faible que s'il n'y avait pas eu de migration vers la biénergie.

Réponse :

Énergir le confirme.

9.3 Veuillez justifier une telle fonctionnalisation dans ce contexte.

Réponse :

Énergir constate qu'en effet la FCEI a soulevé une incohérence dans la méthode de fonctionnalisation de la Contribution GES proposée par Énergir dans sa Cause tarifaire 2022-2023.

Le montant de la Contribution GES alloué au service de transport aurait plutôt dû être appliqué au service de l'équilibrage en vertu de la méthode de fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement approuvée par la Régie dans la décision D-2021-109. Compte tenu de la faible importance relative de cette

modification, Énergir prend note de la modification et l'appliquera au moment de la mise à jour de la Cause tarifaire à la suite de la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du présent dossier.

9.4 Dans la négative, veuillez recalculer les données des références (i) et (ii) sous l'hypothèse que la demande continue pour 2022-2023 est de 4 854 10^6m^3 plutôt que 5 854 10^6m^3 (iii), tout en conservant le même besoin de capacité et les mêmes outils d'approvisionnement qu'au plan et en maintenant la contribution GES en transport à 159 000$ (iv).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.3.

9.5 Relativement à la page 2 de la référence (i), veuillez expliquer pourquoi les coûts d'équilibrage saisonniers sont calculés sur la base d'une utilisation des outils à 100% de CU.

Réponse :

Énergir applique la méthode de fonctionnalisation des coûts approuvée par la Régie dans la décision D-2021-109.

À cet effet, seuls les coûts de transport sont établis sur la base d'une utilisation des outils à 100 % de CU et correspondent à la proportion de ces coûts fonctionnalisée au transport.

Les coûts d'équilibrage saisonniers correspondent quant à eux à la différence entre les coûts des outils selon l'utilisation prévue diminués de la portion des coûts allouée au transport.

Il est à noter que sur le tronçon FTSH (Parkway-Énergir EDA & NDA), la différence entre les coûts à 100 % de CU et les coûts selon l'utilisation prévue correspond aux coûts de fuel supplémentaires requis pour une utilisation à 100 % de CU. Les coûts des autres outils présentés de la ligne 1 à 5 de la référence (i) ne varient pas selon leur utilisation respective puisqu'ils sont utilisés à 100 % de CU au plan d'approvisionnement.

RÉDUCTION DES GES

Question 10

Références:

(i) B-0118, p. 8
(ii) B-0118, p. 4
(iii) B-0118, p. 9
(iv) B-0118, pp. 6 et 7, tableaux 2 à 4

Préambule :

(i)

« En 2022, Énergir a fait l'acquisition de 150 000 m³ de GNR, ce qui équivaut à une réduction des émissions de GES de 290 tonnes de GNR pour compenser la consommation de huit bureaux d'affaires qui seront plus verts et s'inscrit dans sa cible de 2050 de carboneutralité de ses opérations pour la consommation de janvier à septembre 2022. Le surcoût de GNR pour l'année 2021-2022 sera d'environ 45 000 $ par rapport au prix du gaz naturel d'origine fossile. »

(ii)

« À lui seul, le plan d'électrification des véhicules légers qui s'échelonnera jusqu'en 2030 permettra une réduction des GES de 4 000 tCO2 eq si les délais de livraison des fournisseurs sont respectés. »

(iii)

« En 2020, Énergir se trouvait à 20,9 % de la cible de réduction de 37,5 % de GES pour ses opérations. Énergir est consciente du travail à faire pour aller chercher environ 3 300 des 11 600 tonnes de réduction d'ici 2030. Les cibles ambitieuses combinées à ses efforts permettent à Énergir d'être confiante d'y arriver. »

Questions :

10.1 Veuillez indiquer combien Énergir compte de bureaux d'affaires au total.

Réponse :

Énergir possède 15 bureaux d'affaires, incluant le siège social de la rue du Havre à Montréal, l'école des technologies gazière à Boucherville (ETG) ainsi que l'usine LSR.

10.2 Veuillez indiquer si la consommation de ces bureaux d'affaires est soumise aux mêmes tarifs et conditions que celle du reste de la clientèle.

Réponse :

Énergir confirme que la consommation de ses bureaux d'affaires est soumise aux mêmes tarifs et conditions que celle du reste de sa clientèle.

10.3 Veuillez indiquer la consommation totale d'Énergir pour l'usage de la compagnie et le nombre de comptes auxquels cette consommation est associée.

Réponse :

Énergir a deux grands postes de consommation : les immeubles et les postes de compression/livraison pour lesquels il y a des chaudières. Au total, cela représente 120 compteurs pour une consommation totale variant entre 5,1 Mm^3 (2020) et 6,7 Mm^3 (2018) selon les années.

10.4 Veuillez indiquer comment Énergir compte répartir ses achats de GNR entre ses différents comptes.

Réponse :

Énergir priorisera les achats de GNR pour combler la consommation de ses immeubles (total entre 630 000 m^3 et 792 000 m^3), notamment pour poursuivre sa collaboration dans le cadre du Plan climat Montréal afin que ses bâtiments soient carboneutres d'ici 2040. Par la suite, Énergir développera une stratégie pour ses postes de compression/livraison.

10.5 Veuillez confirmer que, de la réduction des GES de 4 000 tCO2 eq relative au plan d'électrification des véhicules légers, seulement 585 tCO2 eq sont prévues pour les années 2021-2022 à 2024-2025 et que, par conséquent, 3415 restent à venir d'ici à 2030.

Réponse :

Depuis le dépôt de la pièce B-0118, Énergir-P, Document 3, les chiffres relatifs à l'électrification des véhicules légers de la flotte ont été revus. En date du présent dépôt, Énergir entrevoit qu'à la fin de l'année financière 2024-2025 complétée, la réduction sera de 1350 t CO_2 eq. et qu'il restera 2650 t CO_2 eq. à atteindre pour 2030.

10.6 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer quelles cibles ou obligations ne seraient pas rencontrées si Énergir ne procédait pas à l'achat de GNR d'ici à 2024-2025.

Réponse :

La vision d'Énergir en ce qui a trait à ses émissions de GES est à long terme et il n'existe pas de cible établie d'ici 2024-2025. Ainsi, en plus de la cible de réduction de 37,5 % d'ici 2030 (année de référence 1990), Énergir poursuivra sa collaboration dans le cadre du Plan climat Montréal afin que ses bâtiments soient carboneutres d'ici 2040.

De plus, comme mentionné dans son *Rapport sur la résilience climatique*[1], Énergir vise la carboneutralité d'ici 2050. C'est dans cette perspective que la priorité demeure d'identifier et de mettre en place des projets de réduction de GES dans le cadre de ses activités et qu'elle intégrera graduellement l'achat de GNR à sa stratégie afin d'atteindre ses différents objectifs.

[1] https://www.energir.com/~/media/Files/Corporatif/Dev%20durable/Rapport%20sur%20la%20r%C3%A9silience%20Climatique%202021.pdf?la=fr.

SOCIALISATION DE CERTAINS COÛTS RELATIFS AUX PRODUCTEURS DE GNR

Question 11

Références:

(i) B-0133, p. 3
(ii) B-0133, p. 6
(iii) B-0133, p. 6
(iv) B-0133, p. 6
(v) B-0133, p. 6
(vi) B-0133, p. 10

Préambule :

(i)

« Plus particulièrement, Énergir propose de revoir le traitement des coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur et la méthode d'établissement des taux – Volet Distribution. »

(ii)

« Un tel suivi représente beaucoup de temps, alors que les montants impliqués sont minimes par rapport coût de service total en distribution. »

(iii)

« Dans ce contexte, les ajustements reliés aux coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations peuvent représenter un obstacle à l'atteinte de la rentabilité de certains projets, et ce, surtout lors des premières années d'opération. »

(iv)

« La proposition d'Énergir ne toucherait que les coûts associés au remplacement ou à la mise à niveau d'appareils. »

(v)

« Les coûts encourus depuis la mise en service des projets en opération seraient ainsi socialisés plutôt qu'être récupérés via le tarif de réception – Volet Investissements des producteurs ou qu'ils leur soient facturés au prix coûtant et il en irait de même aussi pour les projets à venir. »

(vi)

« Énergir propose donc de limiter les coûts de conduite sur lesquels le taux de 4 % doit s'appliquer. Cette limite serait fixée à 30 % de la proportion de coûts des conduites par rapport à l'investissement total. »

Questions :

11.1 Relativement à la référence (i), pour chacun des points d'injections existants à ce jour, veuillez indiquer si Énergir anticipe devoir réaliser des investissements significatifs au cours des cinq prochaines années eu égard au remplacement ou à la mise à niveau d'appareils (iv). Le cas échéant, veuillez décrire ces investissements et en indiquer le coût prévu.

Réponse :

Il est difficile de prévoir la performance des équipements à venir et comme les installations sont encore récentes, Énergir ne prévoit pas d'investissements significatifs au cours des cinq prochaines années.

Veuillez également vous référer à la réponse à la question 12.2 de la demande de renseignements n^{o} 5 de la Régie à la pièce Énergir-T, Document 7.

11.2 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer à combien se chiffrent les « montants impliqués » au cours des trois dernières années.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 12.2 de la demande de renseignements n^{o} 5 de la Régie à la pièce Énergir-T, Document 7.

11.3 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer si les investissements réalisés après la mise en service ont en effet représenté un obstacle à l'atteinte de certains projets et élaborer le cas échéant.

Réponse :

Les investissements réalisés après la mise en service n'ont pas, pour le moment, représenté un obstacle au développement de projets. En revanche, toute incertitude relative aux coûts que les producteurs risquent de rencontrer est susceptible de représenter un frein au développement.

11.4 Si l'affirmation d'Énergir à la référence (iii) vise plutôt des circonstances hypothétiques, veuillez faire la démonstration du bien-fondé de ces hypothèses.

Réponse :

Les revenus des producteurs en début de projet sont généralement moins élevés parce que ceux-ci dépendent du niveau de production alors que les coûts associés

au tarif de réception sont plus importants dans les premières années puisque l'investissement est récupéré et amorti sur une période de 20 ans.

Même pour les producteurs qui reçoivent une subvention leur permettant de payer en amont l'investissement, le ratio des coûts associé au tarif de réception par rapport aux revenus de la vente du GNR est plus important puisque la production des nouveaux projets prend quelques années à se stabiliser.

11.5 Considérant que la rentabilité se calcule sur la durée de vie du projet, veuillez expliquer à quoi fait référence Énergir lorsqu'elle affirme que l'atteinte de la rentabilité d'un projet pourrait être compromise « lors des premières années d'opération ».

Réponse :

Énergir fait référence à la rentabilité annuelle des producteurs. Pour plus de détails, veuillez vous référer à la réponse à la question 11.4.

11.6 Relativement à la référence (v), veuillez indiquer, pour chaque projet en opération, les montants encourus depuis la mise en service qui seraient intégrés à la base de tarification.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 11.2.

11.7 Relativement à la référence (vi), outre les projets 1 à 10 présentés en preuve, veuillez indiquer si Énergir dispose d'informations sur des projets à venir dont le coût des conduites représenterait plus de 43% du coût total du projet ou qui seraient très éloignés du réseau. Le cas échéant, veuillez indiquer les pourcentages et distances anticipées.

Réponse :

Les projets 1 à 10 de la référence (vi) sont les seuls pour lesquels Énergir dispose de l'information demandée.