DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 5 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) ÉNERGIR - 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

OUTILS POUR RÉPONDRE AU BESOIN DE POINTE

1. Référence : Pièce B-0137, p. 2, réponse à la question 1.1.

Préambule :

« *En marge de ces discussions, Énergir évalue la possibilité que des travaux soient réalisés à l'usine LSR afin d'augmenter la capacité garantie de retrait en journée de pointe et celle de mettre en place un service de pointe en franchise de type « super-interruptible* ».

Demandes :

1.1 Dans l'éventualité où Énergir réaliserait les travaux envisagés à l'usine LSR, veuillez indiquer si la capacité garantie de retrait en journée de pointe serait augmentée pour l'hiver 2023.

Réponse :

Énergie confirme que la capacité garantie en journée de pointe serait augmentée pour l'hiver 2022-2023.

1.2 Advenant qu'Énergir souhaite mettre en place un service de pointe en franchise de type « super-interruptible », veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'une proposition de modifications aux *Conditions de service et tarif* serait déposée dans le cadre de la phase 4 du dossier R-3867-2013. Dans la négative, veuillez commenter.

Réponse :

Si Énergir devait mettre en place un service de pointe auprès de la clientèle pour l'hiver 2022-2023, cette offre viserait uniquement cet hiver et pourrait ne pas être la même que celle qui sera déposée dans la phase 4 du dossier R-3867-2013. Le cas échéant, Énergir veillerait à déposer une proposition dans le cadre du présent dossier tarifaire.

INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE

2. Référence : Pièce B-0140, p. 9 et 10.

Préambule :

« *En parallèle, de nouvelles normes et initiatives pour développer une transparence accrue ont également vu le jour depuis qu'Énergir a lancé l'Initiative. L'Institut Pembina recommande à Énergir d'explorer ces développements. Elle note que l'inclusion d'indicateurs quantitatifs portant sur l'intensité des émissions de méthane et d'autres mesures de la performance environnementale dans les normes de certification est un nouveau développement important, ce qu'Equitable Origin a notamment intégré dans la mise à jour récente de sa norme EO100™. Elle recommande également à Énergir d'exiger des producteurs éligibles à l'Initiative plus de transparence sur les méthodes de calcul des émissions de méthane et d'encourager ceux-ci à migrer vers des approches de mesures directes. Pour terminer, une plus grande transparence concernant les émissions de GES des producteurs sera nécessaire, selon l'Institut Pembina, pour permettre à Énergir d'articuler plus clairement la contribution de la certification et de l'Initiative par rapport à son objectif plus large de décarboner complètement l'énergie qu'elle distribuera d'ici 2050.*

Dans le cadre de la deuxième mouture de l'Initiative, qui débutera le 1er avril 2023, Énergir souhaite donc également encourager des producteurs qui développent des méthodologies crédibles et vérifiées par des tiers indépendants qui permettent de quantifier la réduction des émissions de méthane et autres gaz à effet de serre. Ces nouveaux référentiels émergents sur le marché peuvent offrir un niveau de transparence additionnel qui serait cohérent avec les objectifs de l'Initiative d'Énergir ».

Demande :

2.1 Veuillez indiquer quelles mesures Énergir entend prendre afin de répondre aux recommandations de l'Institut Pembina, le cas échéant. Veuillez élaborer.

Réponse :

À l'heure actuelle, les achats d'Énergir effectués dans le cadre de l'Initiative se font en fonction d'un certain nombre de critères : prix, solvabilité, diversification des fournisseurs, expérience passée et certification selon la norme EO100™. Ces critères seront maintenus dans le cadre de la deuxième mouture de l'Initiative.

De plus, Énergir entend effectuer une portion de ses achats de gaz de réseau auprès d'un ou plusieurs producteurs qui divulguent l'intensité de leurs émissions de méthane selon des méthodologies crédibles et vérifiées par des tiers indépendants. Énergir souhaite ainsi favoriser l'émergence rapide de référentiels reconnus afin de mieux articuler la performance environnementale des producteurs.

Les producteurs qui divulguent l'intensité de leurs émissions de méthane, vérifiées par une tierce partie, constituant un sous-ensemble des producteurs certifiés à la norme EO100™, auront un meilleur accès au marché du territoire d'Énergir.

PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

3. Références : (i) Pièce B-0048, p. 6;
(ii) Dossier R-4008-2017, décision D-2021-158, p. 80, par. 356 et p. 85, par. 382.

Préambule :

(i) « **La liste inclut les clients volontaires qui se sont engagés formellement à consommer du GNR. La liste précédemment fournie à la pièce B-0543 du dossier R-4008-2017 présentait les clients volontaires qui se sont engagés formellement à consommer du GNR ainsi que les clients en attente de GNR. Puisque l'ensemble des clients en attente de GNR se sont vu offrir la totalité de leur besoin, Énergir ne tient plus de liste de demande, bien qu'ils soient toujours étroitement suivis par la force de vente d'Énergir* ».

(ii) « *[356] Énergir demande à la Régie d'approuver l'application d'un règlement financier en cas de quantités de GNR surfacturées à son service de fourniture GNR, comme décrit à la section 6.3 de la pièce B-0573.*

[…]

[382] Cela dit, comme les motifs qui justifient la discrimination sont principalement en lien avec l'émergence du marché du GNR, la Régie croit que l'application de ce règlement financier devra toutefois être réexaminée lorsque les approvisionnements d'Énergir en GNR lui permettront de desservir l'ensemble de sa clientèle volontaire. La Régie demande à Énergir de lui soumettre son analyse sur la justesse de conserver, ou de modifier, la méthode pour établir le règlement financier, lors de son dossier tarifaire 2024-2025 ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

Demande :

3.1 Selon la référence (i), la Régie comprend que les approvisionnements en gaz naturel renouvelable (GNR) permettent à Énergir de desservir l'ensemble de sa clientèle pour 2022-2023 et les années suivantes. Veuillez commenter la possibilité de réexaminer l'application du règlement financier au dossier tarifaire 2023-2024, plutôt qu'au dossier tarifaire 2024-2025.

Réponse :

Énergir soumet que le caractère émergent du GNR sera toujours en vigueur pour les prochaines années et que la situation qui prévaut à l'heure actuelle pourrait donc évoluer. Pour ces raisons, Énergir juge plus prudent de se conformer à la décision D-2021-158, soit réexaminer l'application du règlement financier au dossier tarifaire 2024-2025.

4. Références : (i) Dossier R-4151-2021, pièce B-0011, p. 1;
(ii) Pièce B-0048, p. 1;
(iii) Pièce B-0041, p. 38.

Préambule :

(i) Énergir présente sa prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR sur l'horizon 2022-2025.

(ii) Énergir présente sa prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR sur l'horizon 2023-2026.

(iii) « *Pour faire suite aux efforts de commercialisation du GNR, la demande volontaire pour le GNR est en croissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2023-2026. Ainsi, il est prévu que la consommation de GNR passera de 40,0 10^6m³ en 2022-2023 à 210,0 10^6m³ en 2025-2026* ».

La Régie produit le tableau ci-dessous sur la base des références (i) et (ii).

Description	2022-2023			2023-2024			2024-2025		
	R-4151	R-4177	R-4177 vs R-4151	R-4151	R-4177	R-4177 vs R-4151	R-4151	R-4177	R-4177 vs R-4151
Règlement GNR (%)									
Volumes exigibles (10^3m^3)	59 240 *(1 %)*	59 957 *(1 %)*	717	119 958 *(2 %)*	122 630 *(2 %)*	2 672	121 732 *(2 %)*	122 532 *(2 %)*	800
Approvisionnement									
Total volumes (10^3m^3)	99 109	97 637	(1 472)	141 023	123 608	(17 415)	211 782	213 607	1 825
Consommation de GNR									
Total des volumes vendus (10^3m^3)	99 108	40 000	(59 108)	141 022	94 937	(46 085)	211 782	120 000	(91 782)
Volumes vendus – Volumes exigibles (10^3m^3)	38 868	(19 957)	(59 825)	21 064	(27 693)	(48 757)	90 050	(2 532)	(92 582)

Demandes :

4.1 La Régie constate qu'au présent dossier, la prévision de la consommation volontaire de GNR (volumes vendus) est en baisse en comparaison à celle présentée au dossier R-4151-2021. Veuillez présenter les motifs expliquant la baisse de consommation.

Réponse :

Lors du dossier R-4151-2021, Énergir avait fixé la consommation volontaire prévue à un niveau équivalent aux approvisionnements de GNR. En effet, l'objectif d'Énergir était, et demeure toujours, la vente de l'ensemble de son GNR à la clientèle volontaire. Depuis, l'évolution du prix de la molécule, le contexte de marché, l'expérience de terrain ainsi que le développement des stratégies de commercialisation permettent à Énergir d'avoir une vision plus précise quant au potentiel de vente du GNR à la clientèle volontaire.

4.2 À partir du tableau présenté en préambule et de la référence (iii), veuillez expliquer l'augmentation de 75 % de la consommation de GNR prévue entre 2024-2025 et 2025-2026, et le cas échéant, élaborer sur les efforts de commercialisation pour y arriver.

Réponse :

Du fait de sa feuille de route de décarbonation, Énergir met tous les efforts en place pour atteindre ses objectifs de réduction de GES et, par le fait même, d'injection de GNR. Ces objectifs, qui sont aussi cohérents avec la réglementation GNR en place, visent à maximiser la demande volontaire de GNR pour ainsi minimiser l'impact sur les tarifs.

Des approches commerciales au-delà de celles déjà en place seront développées au fil des mois en utilisant le retour de l'expérience de terrain pour parfaire l'offre aux clients et ainsi assurer l'optimisation de la demande volontaire.

5. Références : (i) Dossier R-4008-2017, décision D-2022-054, p. 27;
(ii) Dossier R-4008-2017, pièce B-0697, p. 1;
(iii) Pièce B-0048, p. 1.

Préambule :

(i) « *La Régie de l'énergie :*

REPORTE *sa décision quant à la demande d'Énergir relative aux caractéristiques des contrats conclus avec Waga Énergies Canada et Carbonaxion, sous réserve d'une confirmation par Énergir, selon le paragraphe 69 de la présente décision, du maintien de cette demande afin de les évaluer dans le cadre de l'examen à l'Étape D;* »

(ii) « *Par la présente, Énergir confirme qu'elle maintient, à ce stade, sa demande à l'égard des deux contrats dans le cadre de l'Étape D.*

Tel que précédemment indiqué, Énergir est d'avis qu'elle ne peut se priver de projets comme ceux de Waga et Carbonaxion compte tenu notamment (1) de leur caractère avantageux, (2) de leur origine québécoise, (3) de la rareté de la ressource, (4) de l'augmentation de la demande par d'autres joueurs nord-américains et (5) d'une cible de livraison de GNR qui est appelée à augmenter significativement au cours des prochaines années.

Malgré ce qui précède, en raison du report non anticipé de la décision, Énergir informe la Régie que sa demande à l'égard des deux contrats ainsi que les caractéristiques mêmes de ces contrats pourraient faire l'objet de modifications d'ici la conclusion de l'Étape D. À cet égard, Énergir joint en annexe à la présente des correspondances de Waga ainsi que de Carbonaxion qui font état des impacts du report de la décision de la Régie sur leur projet respectif ».

(iii) Énergir présente sa prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR – 2023 à 2026.

Demande :

5.1 Étant donné la décision citée à la référence (i) et ses conséquences mentionnées à la référence (ii), veuillez indiquer les impacts sur la prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR présentée à la référence (iii).

Réponse :

Étant donné qu'Énergir maintient sa demande à l'égard des contrats de Waga et de Carbonaxion dans le cadre de l'étape D, elle considère que les volumes d'injection prévus de ces deux producteurs – lesquels sont inclus à la page 1 de la pièce B-0048, Énergir-H, Document 6 – sont toujours exacts.

6. Références : (i) Pièce B-0048, p. 1;
(ii) Pièce B-0118, p. 5 à 8;
(iii) Pièce B-0120, p. 11.

Préambule :

(i) Prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR – 2023 à 2026.

(ii) Les tableaux 1 à 4 présentent les projets à caractère récurrent qu'elle compte mettre en place afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) découlant de ses activités, ainsi que les renseignements relatifs à ses achats de GNR. Le surcoût lié à l'achat de GNR est estimé à 45 000 $ pour l'année 2021-2022. Ce surcoût n'est pas déterminé pour les années 2022-2023 à 2024-2025.

(iii) « *Étant donné qu'il n'y a aucune unité invendue à inscrire au CFR*-Surcoût du GNR invendu *pour les volumes de GNR de l'année tarifaire 2020-2021, le solde du* Surcoût du GNR invendu *est nul pour la même année. Pour cette raison, la composante de* Surcoût du GNR invendu *à intégrer au prix du GNR de l'année 2022-2023 et le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier sont donc de 0,000 ¢/m³* ». [note de bas de page omise]

Demandes :

6.1 Pour chacun des tableaux 1 à 4 de la référence (ii), veuillez préciser les volumes d'autoconsommation de GNR utilisés pour estimer les réductions des émissions de GES.

Réponse :

Les volumes de GNR autoconsommés utilisés pour estimer les réductions d'émissions de GES des tableaux 1 à 4 de la référence (ii) sont présentés ci-dessous.

Année	Estimation des volumes de GNR achetés pour autoconsommation *(m³)*	Estimation des réductions des émissions de GES *(tCO_2 eq)*
2021-2022	152 250	290
2022-2023	315 000	600
2023-2024	472 500	900
2024-2025	1 050 000	2 000

6.2 Veuillez indiquer si les volumes d'autoconsommation présentés en réponse à la question précédente sont pris en compte dans la prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR présentée en référence (i).

Dans l'affirmative, pour chacune des années présentées en référence (i), veuillez expliquer et concilier les unités invendues qui seront prises en compte dans l'établissement du prix GNR et du prix de la contribution au verdissement du réseau gazier, toutes choses étant égales par ailleurs.

Dans la négative, veuillez expliquer et commenter la possibilité de les ajouter.

Réponse :

Énergir confirme que les volumes d'autoconsommation présentés en réponse à la question précédente sont pris en compte dans la prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR présentée en référence (i). Les volumes d'autoconsommation distribués sont présentés à la ligne 19 de la page 1 de la pièce B-0048, Énergir-H, Document 6.

Énergir prévoit actuellement que les volumes présentés à la ligne 21 de la page 1 de la pièce B-0048, Énergir-H, Document 6, seront considérés annuellement dans l'établissement de la contribution au verdissement du réseau gazier. Ces volumes sont toutefois prévisionnels : les volumes réels considérés dans l'établissement de la contribution au verdissement du réseau gazier sont présentés dans le cadre du rapport annuel[1].

Par ailleurs, la Régie a exceptionnellement exempté Énergir de la socialisation pour l'atteinte du seuil prescrit au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* lors de l'année tarifaire 2020-2021[2]. Aucun volume n'a donc été considéré dans l'établissement de la contribution au verdissement du réseau gazier pour cette année.

Quant aux unités invendues prises en compte dans l'établissement du prix GNR, celles-ci seraient comptabilisées dans le cas où des unités de GNR en inventaire auraient atteint un âge de 24 mois depuis leur achat[3], selon la méthode « premier entré, premier sorti ». Énergir ne prévoit pas, pour les années présentées en référence (i), que des unités de GNR en inventaire atteindront un âge de 24 mois depuis leur achat, donc aucune unité invendue de GNR ne serait prise en compte dans l'établissement du prix GNR.

[1] R-4175-2021, pièce B-0194, Énergir-9, Document 9, ligne 17.

[2] R-4008-2017, décision D-2021-158, p. 74, paragr. 559.

[3] R-4008-2017, décision D-2021-158, p. 130, paragr. 567.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

7. Références : (i) Pièce B-0137, p. 12, réponse à la question 5.4;
(ii) Guide du participant – Volet Innovation.

Préambule :

(i) « *Les autres unités d'affaires d'Énergir pourraient faire une demande de subvention dans le cadre de ce programme, laquelle serait analysée conformément aux critères d'admissibilité et devrait suivre le processus normal d'examen d'une demande de subvention.*

Si la demande respectait les critères, l'aide financière serait versée au centre de coût de l'unité d'affaires. Celle-ci pourrait alors utiliser l'aide financière pour couvrir des dépenses admissibles réalisées dans le cadre du projet, en excluant le salaire du personnel d'Énergir.

Soulignons que ce type de projet bénéficierait des modalités d'aides financières actuelles du programme telles que présentées à la référence (v), et que l'unité d'affaires devrait produire tous les rapports de suivi requis par le programme ».

(ii) Le Guide du participant pour le volet Innovation présente notamment les critères d'admissibilité et les exigences et livrables, ce qui inclut les dépenses admissibles et non admissibles.

Demandes :

7.1 Dans le cas où la Régie accepterait que les projets d'innovation initiés par Énergir répondant aux objectifs du programme soient admissibles à une subvention, veuillez confirmer que le Guide du participant s'appliquerait à l'unité d'affaires qui ferait la demande de subvention. Le cas échéant, veuillez préciser si le Guide du participant serait révisé en conséquence.

Réponse :

Les projets d'innovation admissibles initiés par Énergir seraient soumis aux mêmes conditions et subiraient le même traitement que toute autre demande de subvention dans le cadre de ce programme (à l'exception des coûts de main-d'œuvre internes, qui ne seraient pas reconnus comme dépenses admissibles).

Le cas échéant, le *Guide du participant du programme Innovation efficace* sera modifié en conséquence, notamment la section définissant les critères d'admissibilité.

7.2 Veuillez indiquer si, à votre connaissance, d'autres entreprises réglementées participent à leurs propres programmes en efficacité énergétique.

Réponse :

Énergir n'a pas réalisé de balisage sur cette question spécifique.

Énergir ne souhaite pas rendre admissible ses projets d'efficacité énergétique à ses propres programmes du PGEÉ, mais de restreindre cet accès élargi au programme *Innovation efficace* afin d'initier ou de participer à des projets innovants qui se traduiront par des retombées potentielles favorables pour les clients.

8. Référence : Pièce B-0051, p. 4.

Préambule :

La Régie constate que le lexique du PGEÉ présenté au présent dossier est incomplet, comparativement au lexique présenté dans le dossier tarifaire R-4151-2021.

Demande :

8.1 Une erreur semble s'être produite au niveau de la présentation du lexique du PGEÉ au présent dossier. Veuillez déposer une mise à jour de la pièce B-0051 afin de le compléter. Pour les différents tests analysés, veuillez également décrire les coûts évités et le taux d'actualisation utilisés comme intrants.

Réponse :

Il ne s'agit pas d'une erreur, car le lexique présenté dans la pièce B-0051, Énergir-J, Document 2 reflète les termes utilisés dans la pièce B-0051. La définition des différents tests économiques (TCTR, TP, TNT) n'est pas présentée dans cette pièce, car aucun de ces tests économiques n'a été réalisé dans le cadre du présent dossier.

Les plus récents résultats de l'analyse économique des initiatives qui font l'objet d'une requête dans le présent dossier, soit le programme *Innovation efficace* et le sous-volet *Études de faisabilité VGE*, sont présentés dans le Rapport annuel 2021 (prévisionnel vs réel)[4]. Les coûts évités retenus y sont également présentés. Le taux d'actualisation nominal utilisé aux fins de cette analyse est de 4,88 %[5].

[4] R-4175-2021, pièce B-0169, Énergir-13, Document 2, annexe E, pp. 45-46 et 58.

[5] Décision D-2020-145, paragr. 380.

TAUX D'EFFRITEMENT

9. Références : (i) Pièce B-0067, p. 4;
(ii) Dossier R-4151-2021, pièce B-0014, p. 3;
(iii) Pièce B-0067, p. 5 à 7.

Préambule :

(i) « *L'analyse a porté sur les nouvelles ventes PMD 2018-2019, soit après la mise en place de changements à la méthode d'estimation des volumes signés (voir notamment les pages 2 et 3 de la pièce B-0014, Énergir-I, Document 3, au dossier R-4151-2021). Énergir considère que les volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturité après trois années (communément appelé « maturation des volumes »)* ».

(ii) « *D'une part, Énergir a amélioré les méthodes d'évaluation des volumes signés des nouvelles ventes afin que ceux-ci reflètent plus fidèlement les volumes qui seront réellement consommés. L'amélioration apportée aux méthodes d'évaluation devrait réduire l'écart entre les volumes réels et les volumes anticipés, ce qui se traduira par un taux de maturation plus élevé.*

D'autre part, Énergir a raffiné sa méthode de détermination du taux de réalisation des nouvelles ventes signées des projets de développement. Ce taux représente, pour un projet donné, le nombre de clients effectifs a posteriori comparativement au nombre de ventes signées. Ce taux tient compte, entre autres, du nombre de ventes prévues qui ne se réaliseront finalement pas ».

(iii) « *Le taux d'effritement global est estimé à 25 % (soit l'écart entre les volumes réels et les volumes prévus). Ce taux est de 19,1 % pour les nouvelles ventes qui ont consommé depuis la signature. Le tableau 2 présente les nouvelles ventes avec consommation selon le type de marché. On y constate que ce sont les marchés partenariat résidentiel et partenariat affaires* [taux d'effritement de 29,1 % et 27,5 % respectivement] *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.*

[…]

Énergir constate que, globalement, le taux d'effritement de 15 % demeure pertinent pour le moment. Énergir estime qu'il est préférable de maintenir le taux d'effritement à 15 % et de porter une attention particulière aux deux marchés pris en charge par les PCGN, puisque ces derniers affichent des taux significativement différents des résultats des deux autres marchés. Énergir veillera à consulter ses partenaires pour évaluer leurs besoins et améliorer les outils dont ils disposent ou d'en créer de nouveaux, le cas échéant ». [nous soulignons]

Demandes :

9.1 Veuillez décrire plus amplement l'amélioration apportée aux méthodes d'évaluation des volumes signés des nouvelles ventes aux références (i) et (ii).

Réponse :

Énergir a modifié la méthode d'estimation des volumes signés en :

- remplaçant l'estimation du pied cube d'air à chauffer par l'appareil par le pied carré du bâtiment et le nombre d'étages;
- ajoutant un indicateur pour signaler la présence de chauffage d'appoint non-gaz;
- ajustant les ratios des volumes par pied carré selon la dimension du bâtiment (plus de volumes pour les petits bâtiments et moins de volumes pour les plus gros); et
- réduisant globalement le volume par superficie à chauffer.

9.2 Veuillez décrire l'attention particulière qu'Énergir compte apporter aux deux marchés pris en charge par les PCGN afin qu'il y ait une meilleure prévision des volumes justifiant de maintenir le taux d'effritement à 15 % pour l'ensemble des volumes prévus. Veuillez indiquer si l'amélioration apportée à la méthode d'évaluation des volumes signés des nouvelles ventes peut s'appliquer aux marchés pris en charge par les PCGN.

Réponse :

Énergir évalue présentement la possibilité de modifier davantage la méthode d'estimation des volumes pour qu'elle s'appuie sur des paramètres connus au moment de la signature. Énergir entend revoir les étapes du processus d'estimation des volumes afin d'identifier d'autres pistes d'explications des écarts.

Les deux marchés visés par les améliorations à la méthode d'estimation soulignés à la réponse à la question 9.1 sont ceux pris en charge par les PCGN et sont intégrés dans les outils qu'ils utilisent.

PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE

10. Références : (i) Pièce B-0074, p. 18;
(ii) Dossier R-4151-2020, pièce B-0131, p. 16;
(iii) Dossier R-4175-2021, pièce B-0021, p. 14;
(iv) Dossier R-3879-2014 Phase 1, décision D-2014-171, p. 20.

Préambule :

(i) Énergir présente les méthodes comptables relatives au compte de frais reportés – SPEDE portant sur les droits d'émission de gaz à effet de serre (GES) pour l'année 2022-2023. Elle réfère également aux décisions autorisant le traitement comptable. La Régie constate que cette description est la même que celle présentée en référence (ii).

(ii) Énergir présente les méthodes comptables relatives au compte de frais reportés – SPEDE portant sur les droits d'émission de gaz à effet de serre (GES) pour l'année 2021-2022. Elle réfère également aux décisions autorisant le traitement comptable.

(iii) À la note 3 des états financiers non consolidés pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2021, Énergir indique avoir modifié sa méthode comptable relative aux droits d'émission de GES. À la suite de ce changement, tous les droits d'émission de GES acquis sont comptabilisés comme Actifs incorporels au coût et ne sont pas amortis. Une obligation liée aux droits d'émission de GES ainsi que la dépense afférente sont comptabilisées au rythme des émissions de GES. Énergir indique également que ce changement n'a pas eu d'impact sur l'état non consolidé des résultats.

(iv) « *[91] Selon le Distributeur, le CFR permettra d'assurer le suivi des droits d'émission de GES acquis par rapport aux émissions de GES réalisées, pour chacune des périodes de conformité. Les achats de droits d'émission y seront comptabilisés au coût réel, alors que l'amortissement du CFR à l'état des résultats se fera au rythme des émissions de GES réalisées selon le tarif SPEDE en vigueur.*

[92] Gaz Métro mentionne que l'amortissement cumulé du CFR représentera ainsi la valeur de l'obligation découlant de la somme des émissions de GES par les clients du Distributeur et de son autoconsommation ».

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer si la modification de méthode comptable de la référence (iii) devrait être reflétée dans les méthodes comptables présentées au présent dossier en référence (i).

Réponse :

La pièce B-0074 a pour objectif de présenter les principes et méthodes d'évaluation servant à établir le coût de service. La modification de méthode comptable relative aux droits d'émission de GES ne vise que la présentation des soldes de CFR relatifs au SPEDE aux états financiers statutaires et n'a aucune incidence sur le coût de service. La pièce confidentielle B-0100 du dossier R-4175-2021, Énergir-15, Document 2, page 3 permet d'ailleurs de comparer la présentation des CFR – SPEDE du point de vue réglementaire par rapport au statutaire.

Considérant que cette modification de méthode comptable n'a aucune incidence sur le coût de service et que les informations au rapport annuel présentent les soldes du bilan relatifs au SPEDE tant du point de vue réglementaire que statutaire, en conséquence, Énergir juge que cette méthode comptable ne doit pas figurer dans la pièce B-0074.

10.2 Veuillez expliquer la dépense afférente à l'obligation liée aux droits d'émission de GES (référence (iii)) et comparer cette dépense avec l'amortissement du CFR de la référence (iv).

Réponse :

Dans un premier temps, il importe de rappeler qu'aux fins statutaires, le CFR – SPEDE est scindé en deux afin de présenter :

- le solde net des droits d'émission acquis dans les actifs incorporels; et
- le solde des écarts de prix ainsi que des intérêts capitalisés au CFR – SPEDE.

L'impact du changement de méthode comptable ne vise qu'à redresser la présentation du solde du CFR – SPEDE au bilan. Par ailleurs, l'impact du SPEDE aux résultats est le même, que ce soit du point de vue statutaire ou réglementaire. Les revenus et coûts du SPEDE sont présentés au tarif du SPEDE en vigueur.

Du point de vue réglementaire, l'obligation ainsi que l'amortissement du CFR – SPEDE sont calculés à partir du taux réel mensuel de facturation du SPEDE. L'amortissement du CFR à l'état des résultats se fait donc au rythme des émissions de GES réalisées selon le tarif du SPEDE en vigueur.

Du point de vue statutaire, l'obligation (référence (iii)) et sa contrepartie à l'état des résultats sont calculées au rythme des émissions de GES réalisées selon le taux réel moyen d'acquisition des droits.

La différence de valeur entre les obligations statutaire et réglementaire découle du fait que la première est calculée au taux réel moyen d'acquisition, alors que la deuxième est établie au tarif du SPEDE en vigueur. Cet écart de facturation affectant la valeur de l'obligation est appliqué au solde du CFR – SPEDE présenté aux états financiers statutaires et sa contrepartie est constituée d'un amortissement qui affecte les résultats.

Ainsi, que ce soit du point de vue statutaire ou réglementaire, l'effet sur les résultats, revenus et coûts du SPEDE est le même.

AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

11. Références : (i) Pièce B-0077, p. 3;
(ii) Pièce B-0082;
(iii) Dossier R-4151-2021, pièce B-0135, p. 7, réponse à la question 2.3.

Préambule :

(i) « *Dans sa décision D-2021-140 (paragr. 50) rendue dans le dossier R-4151-2021, la Régie suspend l'amortissement du CFR-ASF écarts de prévision relatif à l'année 2019-2020, de façon à ne pas inclure de montant dans le coût de service 2021-2022. Elle demande aussi à Énergir au paragraphe 51 de cette même décision de présenter dans la Cause tarifaire 2022-2023, une proposition pour la période d'amortissement des CFR-écarts de prévision liés aux ASF des années 2019-2020 et 2020-2021 en fonction du contexte qui prévaudra à ce moment* ».

(ii) Énergir présente le détail des coûts liés aux avantages sociaux futurs.

(iii) « *Une évaluation actuarielle des différents régimes d'ASF est effectuée dans le but d'établir les coûts et obligations des régimes. Conformément à la norme ASC 715, les taux d'intérêt devant être utilisés pour cette évaluation sont basés sur le taux des obligations corporatives de qualité supérieure, dont la durée est appareillée à celle des obligations de chaque régime à la date de mesure.*

Les taux d'intérêt utilisés pour évaluer les obligations des régimes d'ASF dans les dernières années sont les suivants :

- *30 septembre 2017 : 3,80 %*
- *30 septembre 2018 : 3,70 %*
- *30 septembre 2019 : 2,90 %*
- *30 septembre 2020 : 2,70 %* »

Demande :

11.1 Veuillez commenter les hypothèses actuarielles utilisées pour l'établissement des coûts liées aux ASF au présent dossier et les comparer avec celles utilisées au cours des dernières années.

Réponse :

Le taux d'actualisation utilisé pour déterminer le coût des ASF intégré dans le coût de service d'une cause tarifaire d'une année t est le reflet du dernier taux d'intérêt de clôture connu, correspondant à celui de l'année t-2. Suivant cette méthode, dans le cas de la Cause tarifaire 2022-2023, c'est donc le taux réel du 30 septembre 2021 de 3,30 % qui aurait normalement été considéré.

Entre le 30 septembre 2021 et le 31 décembre 2021, les taux d'actualisation comptables ont diminué d'un peu plus de 20 points de base (pbs). Par ailleurs, vers la fin janvier 2022, au moment de l'élaboration du présent dossier tarifaire, les taux ont remonté pour se retrouver à un niveau similaire à celui du 30 septembre 2021. À ce moment-là, il était attendu que la Banque du Canada hausse son taux directeur en 2022, afin de contrôler l'inflation. Il apparaissait donc plus probable qu'improbable que les taux d'intérêt allaient subir une hausse au cours de l'année 2022. C'est dans cette optique que le taux d'intérêt réel du 30 septembre 2021 de 3,30 % a été majoré de 25 pbs. Ainsi, le taux d'actualisation utilisé pour déterminer le coût des ASF à la Cause tarifaire 2022-2023 est de 3,55 %.

Énergir rappelle que le coût des ASF estimé repose sur des projections et hypothèses établies neuf mois plus tôt. Considérant le haut niveau de probabilité de hausse des taux d'intérêt, bien que personne ne puisse se prononcer avec certitude sur l'ampleur de cette hausse, l'ajustement de 25 pbs apporté au taux utilisé à la Cause tarifaire 2022-2023 apparaissait raisonnable au moment de l'élaboration du dossier tarifaire.

MODIFICATIONS AU TARIF DE RÉCEPTION

12. Référence : Pièce B-0133, p. 5 et 6.

Préambule :

« *Cependant, la taille des producteurs étant beaucoup plus modeste que ce qui était envisagé à l'époque, toutes choses étant égales par ailleurs, les ajustements au tarif de réception en cours de période contractuelle en raison de travaux effectués après la mise en service des installations d'un producteur peuvent avoir un effet plus significatif sur leurs coûts que ce qui était anticipé. En effet, certaines installations qui peuvent devoir être changées ou mises à niveau comme le chromatographe, les équipements d'analyses, les compteurs ou le système d'odorisation ne varient pas ou peu en fonction de la taille d'un producteur et représentent donc un coût plus important chez les petits producteurs.*

[…]

Bien que les producteurs injectant dans le réseau gazier ne soient pas nombreux pour le moment et que ceux-ci n'injectent pas depuis plusieurs années, Énergir constate que cette façon de traiter les nouveaux investissements suivant la mise en service nécessite un suivi rigoureux et complexe de l'ensemble des coûts encourus en cours d'année pour chacun des producteurs afin de les ajouter à leur tarif de réception respectif. Un tel suivi représente beaucoup de temps, alors que les montants impliqués sont minimes par rapport coût de service total en distribution.

[…]

Énergir demande donc à la Régie de l'autoriser à intégrer à son coût de service en distribution les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations des producteurs de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place. 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 leurs soient facturés au prix coûtant et il en irait de même aussi pour les projets à venir ». [note de bas de page omise, nous soulignons]

Demandes :

12.1 Veuillez fournir un exemple chiffré illustrant les éléments suivants :

12.1.1. Coûts de travaux effectués après la mise en service des installations d'un producteur et importance relative de ces coûts pour le producteur.

Réponse :

Afin de contextualiser la réponse ci-dessous, Énergir soumet qu'il ne s'agit que d'un exemple des coûts susceptibles d'être encourus pour un équipement donné lors d'une année donnée et que des investissements afin de remplacer ou de mettre à niveau d'autres équipements sont susceptibles d'être nécessaires sur le même horizon d'amortissement de 20 ans. De plus, la fréquence des réinvestissements nécessaires sur certains appareils pourrait être plus courte que 20 ans, ce qui viendrait augmenter d'autant plus le tarif de réception des producteurs, sa stabilité et sa prévisibilité.

L'analyse mentionnée à la page 6 de la pièce B-0133, Énergir-Q, Document 14 a été menée sur le cas de la Ville de Saint-Hyacinthe (VSH). Cette analyse a révélé qu'en 2020, des correctifs au système odorant ont été apportés aux installations du poste d'injection pour un montant capitalisable de 20 206 $.

Étant donné que la VSH est propriétaire de la station d'injection, ce montant aurait dû être récupéré en entier via une facture unique. Ce montant aurait occasionné une augmentation d'environ 4 % du coût de distribution du client lors de l'année tarifaire 2019-2020[6].

Si le client n'avait pas été propriétaire de la station d'injection, ce coût aurait plutôt dû être ajouté aux coûts de catégorie A et être récupéré via son tarif de réception (Taux – Volet Investissements). Le coût aurait été amorti sur 20 ans et le tableau suivant montre l'impact sur le tarif du client lors de l'année tarifaire 2019-2020.

	Cause tarifaire 2019-2020[7]	**Incluant le montant de 20 206 $**
Taux – Volet Investissements *(¢/m³/jour)*	1,577	1,588
Montant annuel – Volet Investissements *(000$)*	369	372

Le client aurait vu son tarif de réception augmenter d'un peu moins de 1 % lors de l'année tarifaire 2019-2020.

Énergir soumet toutefois que les taux de l'année 2019-2020 étaient exceptionnellement élevés, puisqu'un montant particulièrement important relatif au manque à gagner du tarif de réception de la VSH imputé au compte de frais reportés était inclus dans les tarifs de cette même année. Si ces travaux avaient eu lieu lors

[6] Le coût de distribution du client est indiqué à la ligne 6, colonne 13 du tableau de la page 1, pièce B-0161, Énergir-9, Document 8 (dossier R-4136-2020).

[7] Le *Taux – Volet Investissements* et le *Montant annuel – Volet Investissements* sont indiqués respectivement à la ligne 1, colonne 2 et à la ligne 1, colonne 5 du tableau à la page 1 de la pièce B-0161, Énergir-9, Document 8 (dossier R-4136-2020).

de l'année tarifaire 2020-2021, étant donné les taux significativement moins élevés, la facturation du montant de 20 206 $ aurait représenté une augmentation d'environ 8 % du coût de distribution de VSH[8].

Le tableau suivant montre que dans le cas où le client n'avait pas été propriétaire de la station d'injection, l'augmentation aurait été d'environ 3 %.

	Cause tarifaire 2020-2021[9]	Incluant le montant de 20 206 $
Taux – Volet Investissements *(¢/m³/jour)*	0,398	0,409
Montant annuel – Volet Investissements *(000$)*	93	96

12.1.2. Impacts estimés de la proposition mentionnée en référence sur les tarifs de distribution pour ce producteur.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 12.1.1.

12.2 Veuillez indiquer l'ordre de grandeur des montants annuels impliqués pour les années 2018-2019 à 2022-2023 et estimer l'impact sur les tarifs de distribution.

Réponse :

Le montant total entre l'année 2018-2019 et juillet 2022 s'élève à 20 206 $. De plus, Énergir anticipe que le remplacement de l'analyseur d'oxygène du poste d'injection de VSH, au coût anticipé d'environ 10 000 $ à 15 000 $, sera nécessaire dans un horizon relativement court.

Énergir soumet qu'un montant de quelques dizaines de milliers de dollars a un impact très faible sur les tarifs de distribution étant donné que le coût de service en distribution s'élève à quelques centaines de millions de dollars.

Énergir soumet que bien que les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations des producteurs de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements

[8] Le coût de distribution du client est indiqué à la ligne 6, colonne 13 du tableau de la page 1, pièce B-0061, Énergir-9, Document 8 (dossier R-4175-2021).

[9] Le *Taux – Volet Investissements* et le *Montant annuel – Volet Investissements* sont indiqués respectivement à la ligne 1, colonne 2 et à la ligne 1, colonne 5 du tableau de la page 1, pièce B-0061, Énergir-9, Document 8 (dossier R-4175-2021).

soient susceptibles d'augmenter à mesure que le nombre de producteurs de GNR en franchise augmentera, les montants resteront somme toute mineurs.

La non-matérialité des sommes ainsi que la lourdeur administrative du suivi nécessaire militent, selon Énergir, en faveur de leur socialisation.

CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

13. Références : (i) Pièce B-0136, p. 55;
(ii) Dossier R-4008-2017, décision D-2021-158, p. 173, par. 737.

Préambule :

(i) « *13.2.1 APPLICATION Pour tout client qui désire fournir partiellement ou totalement l'équilibrage servant à la gestion quotidienne du gaz naturel qu'il retire à ses installations ou qu'il injecte dans le réseau de distribution, sous réserve de l'article 18.2.2.*

Le client assujetti au tarif D_1, D_3 ou D_4 qui désire fournir totalement son équilibrage, s'engage à livrer chaque jour au distributeur un VJC égal à sa consommation de la même journée ; les modalités relatives aux déséquilibres volumétriques décrites à l'article « Service fourni par le client » du service de fourniture sont applicables.

Le client assujetti au tarif D_R est assujetti à l'article 13.2.2.2 « Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés » à l'exception du client injectant du GNR ». [nous soulignons]

(ii) « *[737] En conséquence, la Régie rejette la modification proposée par Énergir à la pièce B-0487. Elle suspend temporairement, par la modification de l'article 13.2.1 des CST*[410]*, à compter de la date de la publication de la présente décision, l'application de l'article 13.2.2.2 des CST pour les clients du service de réception injectant du GNR et transfère l'examen de l'enjeu des seuils de déséquilibre dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire.*

[…]

[410]*Cette modification se fait par l'ajout au dernier alinéa de l'article 13.2.1 des mots « à l'exception du client injectant du GNR » après l'expression « Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés* » ». [nous soulignons]

Demande :

13.1 De la référence (i), la Régie constate qu'Énergir a modifié l'article 13.2.1, conformément à la décision citée à la référence (ii). Veuillez indiquer dans quel dossier tarifaire Énergir prévoit déposer une proposition liée à l'enjeu des seuils de déséquilibre.

Réponse :

Énergir travaille présentement à l'élaboration d'une proposition qui devrait être déposée dans le cadre de la Cause tarifaire 2023-2024.

DEMANDES D'ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITÉ

14. Références : (i) Pièces B-0055, B-0057, B-0058, B-0059;
(ii) Pièce B-0056;
(iii) Décision D-2022-074, p. 17.

Préambule :

(i) Dans ces déclarations sous serment au soutien des demandes d'ordonnance de confidentialité, Énergir se dit justifiée de demander à la Régie d'ordonner la confidentialité pour une durée indéterminée.

(ii) Dans cette déclaration sous serment, Énergir demande à la Régie d'émettre une ordonnance de confidentialité d'une durée de 10 ans, considérant qu'au terme de cette période, les informations caviardées seront devenues obsolètes et de moindre intérêt.

(iii) « *[74] De plus, Énergir soumet que la grande majorité de ces informations ont déjà fait l'objet de demandes d'ordonnances de confidentialité, dans des dossiers tarifaires passés, qui ont été accueillies par la Régie. Ainsi, elle conclut que les demandes formulées au présent dossier s'inscrivent dans un long historique de décisions favorables au dépôt sous pli confidentiel de ces informations* ».

Demande :

14.1 Au-delà du fait que les demandes d'ordonnance de confidentialité pour une durée indéterminée déposées au présent dossier s'inscrivent dans un long historique de décisions favorables, veuillez présenter les mesures qui pourraient être prises par Énergir et qui lui permettrait de déterminer une durée précise, comme c'est le cas pour les informations présentées en référence (ii).

Réponse :

Les informations visées par les demandes d'ordonnance de confidentialité pour une durée indéterminée le sont généralement notamment, mais non exclusivement, pour une des raisons suivantes :

- Lorsque les informations découlent de pondérations ou de stratégies pour lesquelles Énergir n'a pas d'horizon de temps déterminé quant à leur utilisation (ex. : Énergir-H, Document 2, annexe 3 et Énergir-H, Document 4, tableaux 5 à 12 de la section 2);
- Lorsque la confidentialité est imposée par la loi ou la réglementation applicable (ex. : Énergir-J, Document 4);
- Lorsque la confidentialité découle d'obligations liant Énergir envers des tiers et qu'aucun délai n'est attaché à ces obligations (ex. : Énergir-H, Document 2,

tableau 7; Énergir-H, Document 3, section 3.1 et annexe 7; Énergir-J, Document 4; Énergir-N, Document 6; Énergir-N, Document 17, annexe 2 et Énergir-Q, Document 1, tableaux 1 et 2).

Ainsi, bien qu'Énergir s'efforce continuellement de circonscrire les demandes d'ordonnance de confidentialité qu'elle formule à des durées précises, des circonstances comme celles mentionnées ci-haut l'obligent parfois à demander le dépôt sous pli confidentiel de certaines informations pour une période dite indéterminée.

Cela étant dit, Énergir ne verrait aucun inconvénient, par exemple, à ce qu'après une période de dix (10) ans, par le biais d'un suivi administratif, la Régie lui demande si les informations déposées initialement sous pli confidentiel pour une durée indéterminée exigent toujours un tel traitement en fonction de l'évolution de la situation. Dans la négative, Énergir pourrait alors confirmer à la Régie que les informations en question peuvent dorénavant être rendues publiques.