

**Demande de renseignements n° 2 du GRAME à 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 2024  
(R-4257-2024)**

---

## **I. Approvisionnement en GNR**

### **Références**

**i. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 9**

Comme indiqué à la pièce Énergir-H, Document 6, Énergir compte donc 21 contrats en vigueur. Treize (13) sont des projets québécois et huit sont des projets hors franchise.

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

**ii. R-4008-2017, [D-2020-057](#), par. 480**

[479] Quoique, selon Énergir, des contrats de long terme lui permettent d’obtenir de meilleurs prix que des contrats de court terme, la Régie envisage une diversification du portefeuille en matière de durée des approvisionnements, laquelle permettrait vraisemblablement d’atténuer les risques à long terme.

[480] La Régie est d’avis qu’un portefeuille comportant une variété de contrats à durée fixe ou variable est préférable à un portefeuille composé principalement de contrats de long terme. Une telle diversification permettrait à Énergir de s’ajuster plus rapidement à l’évolution du marché du GNR, qui risque d’évoluer significativement dans le temps au fur et à mesure de sa maturation. Enfin, une telle diversification pourrait faciliter la prise en compte de la montée en charge de la production de GNR au Québec, répondant ainsi à l’un des principaux objectifs de la Politique énergétique en ce qui a trait au GNR. (Nos soulignés)

**iii. R-4008-2017, [A-0347](#), Analyse d’impact réglementaire relative au Projet de Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, p. 14**

Sans exclure qu'une portion des GSR consommée puisse être importée en 2030, dans le cadre de la présente analyse, on suppose que la majorité de la production de GSR nécessaire pour remplir les exigences du Règlement à l'horizon 2030 sera produite au Québec, ce qui pourrait générer des revenus supplémentaires pour les producteurs locaux ainsi que l'amélioration du produit intérieur brut et de la balance commerciale du Québec. (Notre souligné)

**iv. Un géant européen de la biométhanisation débarque au Québec | Le Devoir, paru le 14 mars 2022, par Ulysse Bergeron**

[...]

Or, en décembre, l'entreprise a discrètement enregistré une société au Québec pour chapeauter une initiative similaire à Louiseville, en Mauricie, dont la taille et la capacité seraient similaires selon les informations du Devoir.

« Notre projet à Louiseville n'en est encore qu'à ses débuts, je ne peux donc pas commenter davantage pour le moment », a répondu par courriel Hans Henrik Dahl Andersen, responsable du développement commercial Amérique du Nord chez Nature Energy.

Dans des documents déposés auprès de la Commission de protection du territoire agricole, il est question d'une usine « de 90 millions de dollars » qui pourrait « produire jusqu'à 5 % du gaz renouvelable de la province »

[...]

Énergir a confirmé au Devoir avoir des discussions avec Nature Energy pour, à terme, injecter dans son réseau le biométhane produit. Aucune entente n'a été conclue, note la porte-parole du distributeur, Catherine Houde, rappelant par ailleurs que « les promoteurs qui souhaitent développer des projets de production de gaz naturel renouvelable (GNR) au Québec doivent nécessairement s'arrimer avec Énergir et/ou Gazifère ».

Elle ajoute : « Nature Energy est un joueur sérieux et respecté qui a à son actif plusieurs projets en Europe. » Créée en 2015, l'entreprise s'est rapidement taillé une place en Europe. Pour ce faire, elle s'est appuyée sur une particularité du Danemark : le pays détient l'une des plus fortes densités d'élevages au monde.

Par exemple, on y dénombre plus de 13 millions de porcs pour 5,8 millions de citoyens ; au Québec, on élève environ 7 millions de porcs pour une population de près de 8,5 millions. Nature Energy, qui prévoit ouvrir une dizaine d'usines chaque année d'ici 2025, transforme annuellement 4,4 millions de tonnes de déchets organiques en 158 millions de mètres cubes de biométhane.

[...]

« Des dizaines de projets »

M. Dunsky souligne que les deux projets de Nature Energy représentent une bonne part « des 120 m de GNR » produit dans la province. Il ajoute : « Mais ce n'est pas révolutionnaire non plus, parce que, pour atteindre l'objectif du Québec d'ici 2030 — 10 % de GNR dans le réseau gazier —, il va falloir plusieurs projets de cette envergure. » L'arrivée d'un acteur aussi important en sol québécois n'est pas étrangère à la volonté du gouvernement du Québec de stimuler la filière des bioénergies. Le gouvernement doit publier une stratégie à ce sujet ce printemps. Cet automne, une source gouvernementale impliquée dans le dossier indiquait au Devoir que le gouvernement de Legault envisageait d'injecter des « centaines de millions, voire plus d'un milliard » pour le développement des bioénergies et de l'hydrogène.

Les usines de Nature Energy sont « des projets d'envergure », dit Geneviève Tremblay, attachée de presse du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, Jonatan Julien, sans toutefois détailler davantage leurs particularités. Le gouvernement veut développer cette filière, dit-elle, ajoutant que « des dizaines de projets » ont été soumis au gouvernement à des fins de financement.

La Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec vise à augmenter de 25 % la production de bioénergie par rapport à 2013 dans la province, et le gaz naturel renouvelable est considéré comme une source de bioénergie. (Notre souligné)

#### v. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 11

La Régie a approuvé les caractéristiques de tous les contrats d'approvisionnement de GSR<sup>7</sup>. Le tableau suivant présente les QCA sur les années réglementaires du 2 %, 5 %, 7 % et 10 %.

**Tableau 3**  
**Seuils réglementaires et QCA**

	2023-24	2025-26	2028-29	2030-31
Seuil réglementaire (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	123 566	306 557	416 408	577 952
QCA (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) *	165 005	254 935	358 819	361 078

\* Inclut les volumes de Ferme Shefford à Shefford.

### **Demandes**

**1.1. (Réf. i, ii et iii.)** Énergir indique que le cadre normatif et la nouvelle mouture du Programme (PSPGNR) laissent présager l'émergence d'une nouvelle vague de projets québécois dans les prochaines années. En lien avec la stratégie d'approvisionnement en GSR d'Énergir pouvant permettre la montée en charge de la production de GNR au Québec( [D-2020-057](#), par. 480), seriez-vous en mesure d'estimer les volumes de GSR qui seront approvisionnés en territoire sur la durée du plan d'approvisionnement de même que

la croissance anticipée de la production québécoise de GSR entre 2022 et 2030 afin de lui permettre de participer activement à l'atteinte des cibles réglementaires ?

**1.2.** (Réf. iv.) Selon un article paru dans Le Devoir en mars 2022, parmi les projets de biométhanisation de Nature Energy, celui situé à Louiseville, en Mauricie, « pourrait produire jusqu'à 5 % du gaz renouvelable de la province ». De manière complémentaire à la question précédente, Énergir est-elle confiante d'être en mesure d'incorporer globalement, ou partiellement, le GNR qui sera produit par les projets de biométhanisation de Nature Energy d'ici 2030 ?

**1.3.** (Réf. iv. et v.) Nous comprenons que l'annonce de Nature Energy implique plus d'un projet et que parmi ceux-ci, celui situé à Louiseville, en Mauricie, « pourrait produire jusqu'à 5 % du gaz renouvelable de la province ». Le GRAME en comprend que pour ce projet, la quantité de GNR représente à elle seule la fourniture de GSR additionnelle nécessaire pour passer de la cible de 5 % à celle de 10 % à l'horizon 2030-31. La stratégie déposée par Énergir visant à atteindre les seuils réglementaires subséquents prévoit-elle l'acquisition de ces volumes de GSR pour l'atteinte de la cible minimale de 10 % ?

## II. STRATÉGIE POUR L'ATTEINTE DES CIBLES RÉGLEMENTAIRES DE GSR

### Références

#### i. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 13

##### 2.2 mécanismes d'approvisionnement

1) Développement d'opportunités d'affaires avec des promoteurs menant à des négociations de **gré à gré** pour des contrats d'approvisionnement

Par le mécanisme de développement d'opportunités d'affaires avec des promoteurs, Énergir soutient des projets se trouvant à des stades très précoces, souvent encore au stade de l'idéation, et les accompagne à travers toutes les phases jusqu'à l'injection. De façon générale, il s'écoulera environ **quatre à six ans** entre les premiers contacts avec le promoteur et le début des livraisons de GSR. Ce mécanisme d'approvisionnement est aujourd'hui utilisé presque exclusivement avec les producteurs québécois. Il assure ainsi aux producteurs québécois un prix qui leur permet un rendement raisonnable, rend leurs opérations pérennes et permet à la filière du GSR de poursuivre son essor au Québec, en accord avec les objectifs du gouvernement.

2) Lancement **d'appels d'offres** annuels pour attirer de nouveaux fournisseurs

Le mécanisme d’approvisionnement par appels d’offres interpelle généralement des promoteurs avec des projets rendus à des stades plus avancés, qui peuvent s’engager pour une injection dans un délai maximum de 18 à 24 mois. Ce mécanisme d’approvisionnement est ouvert tant aux projets du Québec que hors Québec. Énergir maintient des critères d’évaluation similaires à travers les appels d’offres. Cette constance permet de suivre l’évolution du marché chaque année et d’assurer une comparabilité. La section 3.2 présente les données des trois derniers appels d’offres.

**ii. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 13-14**

3) Achat de volumes de GSR sur le marché court terme (précédemment « spot »)

Depuis la conclusion de l’étape D8, Énergir a augmenté sa connaissance du marché « spot », qui est un marché dit de « court terme ». Contrairement au marché spot du gaz naturel fossile, le marché court terme du GSR n’est pas un marché quotidien. La période à laquelle on réfère dans le marché court terme du GSR est généralement de 2 ans ou moins. Bien qu’Énergir n’ait pas encore eu recours à ce mécanisme, celui-ci pourrait lui être utile – advenant une insuffisance des volumes de GSR – pour rencontrer un seuil réglementaire ou faire face à une augmentation de la demande volontaire. En discutant avec des acteurs du marché, Énergir constate que pour des volumes de court terme, les producteurs recherchent un prix de GSR élevé en comparaison avec des prix convenus sur des contrats de long terme. (Notre souligné)

**iii. R-4008-2017, [D-2020-057](#), par. 480**

[479] Quoique, selon Énergir, des contrats de long terme lui permettent d’obtenir de meilleurs prix que des contrats de court terme, la Régie envisage une diversification du portefeuille en matière de durée des approvisionnements, laquelle permettrait vraisemblablement d’atténuer les risques à long terme.

[480] La Régie est d’avis qu’un portefeuille comportant une variété de contrats à durée fixe ou variable est préférable à un portefeuille composé principalement de contrats de long terme. Une telle diversification permettrait à Énergir de s’ajuster plus rapidement à l’évolution du marché du GNR, qui risque d’évoluer significativement dans le temps au fur et à mesure de sa maturation. Enfin, une telle diversification pourrait faciliter la prise en compte de la montée en charge de la production de GNR au Québec, répondant ainsi à l’un des principaux objectifs de la Politique énergétique en ce qui a trait au GNR. (Nos soulignés)

**iv. R-4008-2017, [A-0347](#), Analyse d’impact réglementaire relative au Projet de Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, p. 14**

Sans exclure qu'une portion des GSR consommée puisse être importée en 2030, dans le cadre de la présente analyse, on suppose que la majorité de la production de GSR nécessaire pour remplir les exigences du Règlement à l'horizon 2030 sera produite au Québec, ce qui pourrait générer des revenus supplémentaires pour les producteurs locaux ainsi que l'amélioration du produit intérieur brut et de la balance commerciale du Québec. (Notre souligné)

**v. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 14**

2.2.1 Complémentarité des mécanismes d'approvisionnement

Les trois mécanismes d'approvisionnement décrits plus haut sont complémentaires, comme illustré ci-après.

Le portefeuille actuel de projets de GSR suivis par Énergir comporte de nombreux projets en développement, presque exclusivement québécois. Ainsi, outre les 13 contrats d'achats signés avec les producteurs québécois, plus d'une vingtaine sont présentement à l'étude et ont reçu *a minima* une subvention pour réaliser une analyse de faisabilité technico-économique dans le cadre du volet 1 du PSPGNR. Énergir soutient les promoteurs de projets québécois dans leur développement et souhaite que ceux-ci se concrétisent et augmentent la part québécoise de volumes de GSR afin de contribuer à l'atteinte des seuils. Pour Énergir, le développement d'une filière vigoureuse de production de GSR au Québec sera essentiel à l'atteinte de ses objectifs de décarbonation de long terme. (Notre souligné)

**vi. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 14-15**

Par exemple, entre la période du 1<sup>er</sup> octobre 2022 et décembre 2023, Énergir a réalisé 11 études de classe 4 (+20 %; -20 %) pour le compte de promoteurs qui souhaitent voir leur projet se raccorder au réseau gazier. Ces études de raccordement sont requises pour faire une demande au volet 2 du PSPGNR (subvention à l'investissement).

**vii. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 16**

En plus de soutenir et de sécuriser les projets québécois matures, Énergir a sécurisé des volumes hors Québec, la plaçant dans une bonne posture pour atteindre le seuil de 2 % en 2023-2024 (voir tableau 3). L'appel d'offres en cours permettra également à Énergir de se positionner favorablement pour l'atteinte du 5 % en 2025-2026.

Au-delà de 2024, les appels d'offres futurs dépendront de l'évolution des projets en développement au Québec. Plus cette évolution générera des volumes de GSR, moins grand sera le besoin d'avoir recours à des appels d'offres.

Considérant ce qui précède, Énergir poursuivra cette stratégie d'approvisionnement afin d'atteindre le seuil de 10 % en 2030-2031.

**viii. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 20**

En ce qui concerne la capacité de production de GNR, le potentiel technico-économique nord-américain est établi à près de 80 000 Mm<sup>3</sup>/an<sup>20</sup>, ce qui représente environ 8 % des besoins actuels en gaz naturel<sup>21</sup>.

**ix. [Un géant européen de la biométhanisation débarque au Québec | Le Devoir](#), paru le 14 mars 2022, par Ulysse Bergeron**

**Demandes**

**2.1. (Réf. i., ii., iii.)** La stratégie d’approvisionnement en GSR proposée par Énergir prévoit 3 mécanismes : 1) les négociations de gré à gré 2) le lancement d’appels d’offres et 3) l’achat de volumes de GSR sur le marché court terme. Afin d’améliorer la complémentarité de ces mécanismes et considérant que plus d’une vingtaine de projets sont en développement via le PSPGNR, Énergir a-t-elle envisagé :

- le recours au 3<sup>ième</sup> mécanisme (l’achat de volumes de GSR sur le marché court terme) afin de permettre la conclusion de contrats de gré à gré (1<sup>er</sup> mécanisme) en cours de processus, considérant que ces projets sont situés en territoire ?
- de lancer un appel d’offres pour des contrats de plus court terme (5-10 ans), en prenant en considération les volumes escomptés et les dates potentielles de début d’injection de contrats provenant du 1<sup>er</sup> mécanisme (de gré à gré) en cours de processus ?

**2.2. (Réf. v. et vi.)** Connaissez-vous le potentiel volumétrique de production de GSR des promoteurs souhaitant voir leur projet se raccorder au réseau gazier ?

**2.3. (Réf. vi.)** Pourriez-vous définir les caractéristiques globales des études de classe 4 ?

**2.4. (Réf. iv et vi.)** Énergir indique qu’un appel d’offres est en cours afin de lui permettre l’atteinte du seuil de 5 % en 2025-2026. Énergir utilisera donc le deuxième mécanisme d’approvisionnement, doit-on en comprendre que l’atteinte du seuil de 5 % ne sera pas possible avec le mécanisme de gré à gré utilisé pour sécuriser des projets québécois ?

**2.4.1.** Pourriez-vous indiquer dans quelle proportion les contrats de GSR en territoire pourront combler une partie des volumes additionnels nécessaires pour l’atteinte du seuil de 5 % ?

**2.4.2.** Considérant la marge de 20 % additionnelle, Énergir compte-t-elle contracter au-delà de la cible minimale de 5 % en 2025-2026 via l’appel d’offres en cours ?

**2.4.3.** Si oui, comment Énergir va-t-elle s'assurer d'une complémentarité des mécanismes d'approvisionnement pour permettre de sécuriser les projets québécois matures ?

**2.5. (Réf. viii.)** L'état de la situation nord-américaine ne présentant pas de manière spécifique le potentiel technico-économique du Québec, avez-vous des données plus spécifiques de ce potentiel ? Si oui, veuillez élaborer.

**2.6. (Réf. viii.)** Énergir a-t-elle examiné la relation entre le potentiel technico-économique au Québec et ses besoins en GNR pour l'atteinte des cibles réglementaires ?

**2.6.1. (Réf. viii.)** Si oui, ce potentiel permettrait-il de rencontrer des cibles réglementaires subséquentes, le cas échéant ?

**2.7. (Réf. viii. et ix.)** En lien avec les mécanismes d'approvisionnement et leur complémentarité, Énergir a-t-elle prévu, via sa stratégie d'approvisionnement, des moyens lui permettant d'inclure les volumes du potentiel de l'ordre de 200 Mm<sup>3</sup> annuellement d'ici 2030 liés à l'annonce de partenariat d'Énergir avec Nature Energy?

### **III. STRATÉGIE GSR : PROPOSITION DE MARGE ADDITIONNELLE**

#### **Références**

**i. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 32**

**4.1.2 Écarts calculés et établissement de la marge au-delà du seuil réglementaire**

Afin d'appuyer sa réflexion, Énergir a analysé l'écart entre la QCA totale connue en début d'année réglementaire (somme des QCA des contrats en vigueur pour l'année réglementaire à venir) avec les livraisons réelles connues en fin d'année réglementaire. Énergir a analysé cet écart depuis que le concept de marge au-delà du seuil réglementaire a été instauré, c'est-à-dire sur l'année réglementaire 2022-2023 et l'année réglementaire en cours. Le tableau et le graphique suivants montrent les résultats.



**Tableau 12**  
**QCA, volumes livrés et écart entre les deux**

	2022-2023	2023-2024
QCA ( $10^9m^3$ )	95 659	160 471
Volumes livrés ( $10^9m^3$ )	61 893	122 630 *
Écart (%)	55 %	31 %

\* Utilisation du seuil réglementaire en attendant les volumes réellement injectés de 2023-2024.

**ii. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 34-35**

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

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

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

Dans ce contexte, **Énergir propose de conserver une marge au-delà du seuil réglementaire de 20 % jusqu'en 2027-2028.** Toutefois, considérant la baisse constatée ces dernières années dans la différence entre la QCA et les volumes injectés, **Énergir propose de réduire la marge, en passant de 20 % à 15 % à partir de 2028-2029 et jusqu'à l'année 2030-2031, année où le seuil réglementaire passera à 10 %.** En procédant ainsi, Énergir se donne une marge de manœuvre et une flexibilité qui lui apparaissent suffisantes pour atteindre les nouveaux seuils réglementaires, tout en limitant les volumes qu'elle aurait la possibilité de contractualiser à un niveau qui se veut rassurant pour la Régie et sa clientèle. Dans l'éventualité où cette réduction mettrait en péril l'atteinte du seuil de 10 %, Énergir pourrait revenir vers la Régie dans le cadre d'une cause tarifaire ultérieure afin de proposer de l'ajuster sur la base de nouvelles données sur les projets en injection qui auront été compilées d'ici là.

**iii. R-4257-2024, [B-0033](#), Tableau 15, p. 38**

**Tableau 15**  
**Plafonds volumétriques proposés (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)**

	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31
Seuil réglementaire	307 683	305 585	304 527	416 408	411 453	577 952
Plafond volumétrique autorisé	366 703	410 644	452 138	500 000	500 000	500 000
Plafond volumétrique proposé	<b>366 703</b>	<b>426 291</b>	<b>485 880</b>	<b>545 469</b>	<b>605 057</b>	<b>664 645</b>
Bond inter-année		+59 589	+59 589	+59 589	+59 589	+59 589

**iv. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 36 et 38**

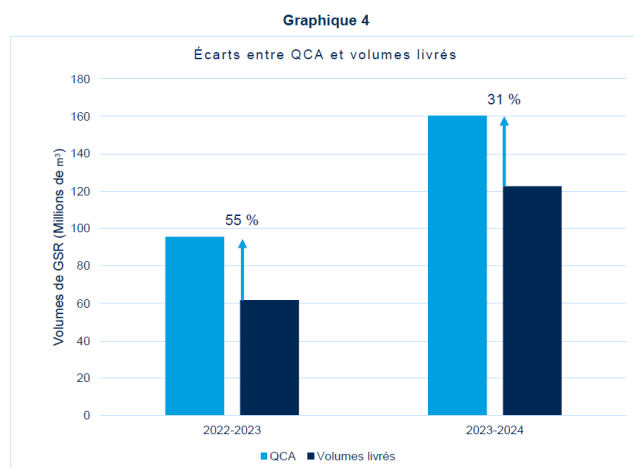
Le tableau 14 présente en gras les bonds inter-année constants (□73 Mm<sup>3</sup>) pour l’atteinte du 5 % et les bonds inter-année inégaux pour l’atteinte du 7 % et du 10 %. Ces bonds inégaux font en sorte qu’après deux années où les volumes pourraient augmenter d’environ 42 Mm<sup>3</sup>, ceux-ci font un bond d’environ 86 Mm<sup>3</sup> en 2028-2029.

(...)

Afin d’éviter cette situation, Énergir propose d’utiliser le plafond volumétrique 1 autorisé pour 2025-2026 (366 703 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) et le seuil réglementaire de 2030-2031 (577 952 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) ajusté d’une marge de 15 % – soit 664 645 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> – puis de faire augmenter linéairement les plafonds volumétriques de chaque année entre 2025-2026 et 2030-2031.

De cette façon, Énergir n’augmente pas le plafond volumétrique applicable en 2030-2031, mais dispose d’une plus grande flexibilité et d’une progression linéaire entre 2025-2026 et 2030-2031, comme l’illustre le graphique ci-dessous.

**v. R-4257-2024, [B-0033](#), Graphique 4, p. 33**



**vi. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 11**

La Régie a approuvé les caractéristiques de tous les contrats d’approvisionnement de GSR7. Le tableau suivant présente les QCA sur les années réglementaires du 2 %, 5 %, 7 % et 10 %.

**Tableau 3**  
**Seuils réglementaires et QCA**

	2023-24	2025-26	2028-29	2030-31
Seuil réglementaire ( $10^3m^3$ )	123 566	306 557	416 408	577 952
QCA ( $10^3m^3$ )*	165 005	254 935	358 819	361 078

\* Inclut les volumes de Ferme Shefford à Shefford.

**vii. R-4257-2024, [B-0013](#), p. 1 et 5**

**Demandes**

**Préambule**

(Réf. i. et ii.) Énergir propose des ajustements à la méthode retenue pour calculer la marge au-delà du seuil réglementaire, laquelle était calculée sur l’année réglementaire 2022-2023 et l’année réglementaire en cours (Réf. i.). Considérant la réduction significative de l’écart entre les livraisons et les QCA de 2022-2023 et 2023-2024, Énergir propose de conserver la marge de 20 % jusqu’en 2027-2028 et de réduire la marge à 15 % de 2028-2029 à 2030-2031 (Réf. ii.).

**3.1.** Le GRAME en comprend qu’il demeure nécessaire de conserver une marge pour l’année 2030-2031, considérant les problématiques d’écart entre les livraisons et les QCA. Est-ce exact ?

**3.2. (Réf. iv. et v.)** Énergir pourrait-elle plutôt envisager une stratégie permettant d’ajuster la marge selon l’évolution des écarts entre les QCA et les volumes livrés, au lieu de la réduction de la marge à 15 % à partir de 2028-2029 à 2030-2031 ? Par exemple, de demander l’autorisation d’ajuster la marge en fonction du différentiel constaté deux ans avant l’année visée ?

**3.3.** Une telle option serait-elle suffisante pour sécuriser les besoins réglementaires croissants ? Sinon, veuillez expliquer pourquoi ?

**Préambule**

(Réf. vi. et vii.) Selon le tableau 3, Énergir semble en bonne position pour atteindre les cibles réglementaires de 2023-2024 à 2025-2026, en prenant en considération les volumes

qui seront en inventaire à la fin de l'année précédente, bien que des approvisionnements additionnels en GSR seront nécessaires pour assurer l'atteinte de la cible de 5 % en 2025-2026 et 2026-2027 en cas de problématique de livraison, puisque la marge disponible en inventaire de fin d'année précédente s'en trouve réduite significativement. Nous constatons que ni le suivi des inventaires ([B-0013](#), p. 5), ni le tableau portant sur les prévisions d'approvisionnement et de distribution de GSR ([B-0013](#), p. 1) n'offrent un portrait des besoins additionnels en GSR sur une base annuelle en tenant compte de l'inventaire des années précédentes.

(Réf. iv.) Énergir propose d'utiliser le plafond volumétrique autorisé pour 2025-2026 et le seuil réglementaire 2030-2031 ajusté d'une marge de 15 % et de faire augmenter linéairement les plafonds volumétriques afin de disposer de plus de flexibilité.

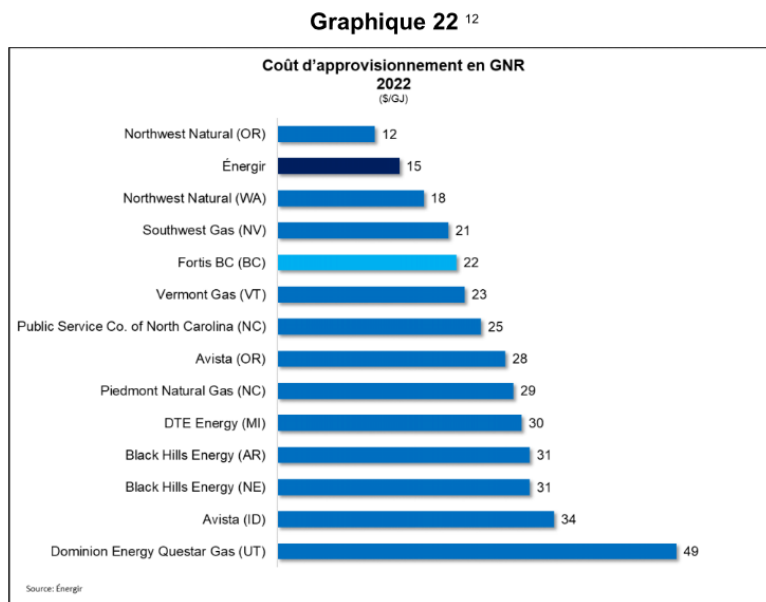
**3.4.** (Réf. v. et vi.) Lors de l'analyse de votre proposition, soit des plafonds volumétriques ajustés et de leur progression linéaire, Énergir a-t-elle pris en compte dans ses calculs les prévisions des unités de GSR en inventaire ?

**3.4.1.** (Réf. v. et vi.) Veuillez présenter un tableau permettant de visualiser pour chacune des années de 2024-2025 à 2030-2031, comment Énergir a pris en compte les soldes prévisionnels annuels de l'inventaire de GSR dans le calcul des plafonds volumétriques ajustés et de leur progression linéaire ?

#### IV. STRATÉGIE GSR : AUTRES CARACTÉRISTIQUES (DURÉE ET PRIX)

##### Références

i. R-4257-2024, [B-0006](#), Graphique 22, p. 37



ii. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 41-42

##### 4.1.5 Prix d'achat

En plus de la durée maximale des contrats, le maintien de caractéristiques liées au coût d'achat à respecter apparaît essentiel. Tout comme pour l'étape D, Énergir propose de décomposer la caractéristique du coût d'achat du GSR en deux sous-caractéristiques :

- le coût moyen d'acquisition du portefeuille de GSR d'Énergir; et
- le prix maximal du GSR au terme d'un contrat spécifique.

iii. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 46

En considérant tous ces éléments, Énergir propose de maintenir le coût moyen d'acquisition maximal de son portefeuille d'approvisionnement en GSR fonctionnalisé à Dawn à 25 \$<sub>2022</sub>/GJ.

Ainsi, l'ajout de chaque nouveau contrat devrait faire en sorte que le coût moyen d'acquisition, évalué à partir du volume contracté et du prix fonctionnalisé à Dawn pour

chacun des contrats, demeure inférieur ou égal à 25 \$<sub>2022</sub>/GJ. Dans le cas contraire, une demande d’approbation spécifique devrait être faite à la Régie et/ou Énergir demandera à la Régie, lors d’une prochaine cause tarifaire, de rehausser le coût moyen autorisé afin d’atteindre l’objectif d’efficience réglementaire.

**iv. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 44**

**Tableau 18**

**Résumé : QCA, coût moyen d’acquisition et volumes cumulatifs restants**

Ref.		2025-2026	2028-2029	2030-2031
	Coût moyen d’acquisition autorisé (\$/GJ)	27,36	29,05	30,22
	QCA (Mm <sup>3</sup> )	254,9	358,8	361,1
	Coût moyen (\$/GJ)	22,58	25,27	26,27
a	QCA +52,7 Mm <sup>3</sup> de l’AO 2023 (Mm <sup>3</sup> )	307,7	411,6	413,8
	Coût moyen (\$/GJ)	■	■	■
b	Plafonds volumétriques proposés (Mm <sup>3</sup> )	366,7	545,5	664,6
a-b	Volumes cumulatifs restants (Mm <sup>3</sup> )	59,4	133,9	250,8

**v. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 48-49**

4.1.7 Prix maximal d’un contrat d’approvisionnement en GSR

En plus du coût moyen d’acquisition du GSR, Énergir propose que la Régie reconduise la seconde caractéristique relative au coût en fixant un prix maximal fonctionnalisé à Dawn de 45 \$<sub>2022</sub>/GJ par contrat pour les projets en deçà de 5 Mm<sup>3</sup> et en fixant un prix maximal fonctionnalisé à Dawn de 35 \$<sub>2022</sub>/GJ par contrat pour les projets au-delà de 5 Mm<sup>3</sup>. Au-delà de ces prix, une demande d’approbation distincte des caractéristiques du contrat devrait être faite à la Régie.

**vi. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 16-17**

2.3 SÉLECTION DES CONTRATS D’APPROVISIONNEMENT EN GSR

Tant les opportunités d’affaires avec les promoteurs de GSR que les propositions d’approvisionnement découlant d’appels d’offres sont évaluées par Énergir, à la lumière des critères de fiabilité des approvisionnements, dont voici une liste :

- a) la description du projet;
- b) le prix soumis;
- c) l’intensité carbone du GSR produit, à titre indicatif;
- d) le développement du projet et son échéancier pour garantir les délais d’injection et les 4 volumes livrés;

- e) la capacité et l'expérience du soumissionnaire à réaliser techniquement son projet et à fournir les garanties financières;
- f) la solidité de la feuille de route associée à l'acceptabilité sociale du projet;
- g) la localisation du projet au Québec ou hors Québec;
- h) la souscription écrite et démontrée à garantir un approvisionnement responsable en biens et services.

**vii. R-4257-2024, [B-0033](#), p. 47**

Bien que la Régie n'ait pas retenu la proposition tarifaire d'Énergir de modifier le tarif GSR pour permettre l'inclusion de la valorisation des unités de conformités (UC) créées en vertu du RCP, celle-ci poursuit ses efforts afin d'identifier un mécanisme permettant de retourner les revenus découlant de la valorisation des UC à la clientèle. Ce faisant, Énergir est confiante de pouvoir maintenir un coût moyen de son portefeuille d'approvisionnement GSR sous la limite de 25 \$2022/GJ d'ici l'échéance 2030-2031.

**viii. [Projet de loi no 69](#), **Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, article 36****

**36.** Cette loi est modifiée par l'insertion, après l'article 52.4, des suivants:

«52.5. Outre les tarifs de distribution de gaz naturel, la Régie peut, à la demande d'un distributeur de gaz naturel, fixer des tarifs et des conditions de service que ce dernier peut exiger d'un consommateur pour:

- 1° la fourniture de gaz naturel, à l'exclusion du gaz naturel renouvelable;
- 2° la fourniture de gaz de source renouvelable;
- 3° la récupération du coût du transport de gaz naturel qu'il assume;
- 4° l'offre d'un service d'équilibrage;
- 5° la récupération d'autres coûts qu'il assume à titre d'émetteur visé à l'article 46.6 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) ou pour se conformer à une obligation de distribuer une quantité de gaz de source renouvelable déterminée en vertu du paragraphe 5° du premier alinéa de l'article 112.

Les revenus requis pour assurer la prestation des services visés au premier alinéa sont établis par la Régie en tenant compte des coûts assumés par le distributeur et, dans le cas du paragraphe 3°, de la marge excédentaire de capacité de transport prévue au troisième alinéa de l'article 72.1. La Régie peut également tenir compte des revenus générés par la participation du distributeur à un marché d'échange d'instruments établi pour favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les tarifs fixés par la Régie doivent permettre de récupérer les revenus requis visés au deuxième alinéa. Toutefois, à la demande d'un distributeur, la Régie peut fixer un tarif

moindre pour le service visé au paragraphe 2° du premier alinéa. En outre, les tarifs visés aux paragraphes 2° à 5° de cet alinéa peuvent varier en fonction de catégories de consommateurs.

## **Demandes**

**4.1. (Réf. i.)** Le Graphique 22 compare les coûts d’approvisionnement en GNR (2022) de différentes juridictions. Considérant que le prix de la fourniture en GNR de la ville de St-Hyacinthe a été conclu dans un contexte antérieur à l’obligation de rencontrer des cibles réglementaires en GSR, et à un prix bien inférieur au marché, les coûts d’approvisionnement en GNR identifiés au graphique 22 ne reflètent pas l’état de la situation des coûts d’acquisition post réglementation. Afin de pouvoir bien cibler les caractéristiques prix des contrats en GSR à venir, et de pouvoir les comparer avec le balisage du graphique 22, veuillez fournir le coût d’approvisionnement en GNR en excluant celui de la ville de St-Hyacinthe.

**4.2. (Réf. ii. et iii.)** Concernant la caractéristique de prix d’achat, Énergir propose de la décomposer en deux sous-caractéristiques, soit 1) le coût moyen d’acquisition du portefeuille de GSR et 2) le prix maximal du GSR au terme d’un contrat spécifique. De plus, Énergir propose de maintenir le coût moyen d’acquisition du portefeuille de GSR à 25 \$<sub>2022</sub>/GJ. Considérant l’impact à la baisse sur ce coût moyen en GNR résultant des volumes en GSR acquis de la ville de Saint-Hyacinthe, l’évolution entre l’offre et la demande et la croissance importante des volumes à acquérir pour l’atteinte des cibles réglementaire subséquentes, Énergir est-elle confiante que ce coût moyen sera toujours d’actualité d’ici :

- 2025-2026 (Cible de 5 %) ;
- 2028-2029 (Cible de 7%) ; et
- 2030-2031 (Cible de 10%) ?

**4.2.1.** Selon Énergir, à partir de quel horizon est-il probable que ce coût moyen doive être actualisé ou revu ?

**4.3. (Réf. iv.)** Afin de permettre une analyse de la demande de maintien du coût moyen demandé par Énergir pour l’atteinte des cibles subséquentes, veuillez produire un tableau semblable au Tableau 18 en excluant les coûts d’approvisionnement de la ville de Saint-Hyacinthe dans le calcul des coûts moyen et déposer une version confidentielle non caviardée ?



**4.4. (Réf. v.)** Concernant le prix maximal, Énergir propose de le reconduire au prix de 45 \$<sub>2022</sub>/GJ pour les projets en deçà de 5 Mm<sup>3</sup> et de 35 \$<sub>2022</sub>/GJ par contrat pour les projets au-delà de 5 Mm<sup>3</sup> (p.48-49), mais d'inclure un ajustement des caractéristiques de prix avec l'inflation. Un coût moyen de 25 \$<sub>2022</sub>/GJ pourrait-il nuire au développement de projets de production de GSR issus de projets agricoles, lesquels ont des coûts de production supérieurs et sont prépondérants au Québec ? Veuillez élaborer ?

**4.5. (Réf. vi.)** Parmi la liste des critères de fiabilité des approvisionnements, veuillez indiquer la valeur probante de chacun de ces critères ? Par exemple, avez-vous une grille de pointage à l'interne permettant choisir les meilleurs soumissionnaires ?

**4.6. (Réf. vii.)** Pourriez-vous donner un aperçu des mécanismes permettant de retourner les revenus découlant de la valorisation des UC à la clientèle ?

**4.7. (Réf. vii.)** Le PL69 prévoit l'ajout d'une disposition à la LRÉ, l'article 52.5, qui permettrait à la Régie de tenir compte, dans le cadre de l'établissement des revenus requis d'Énergir, « des revenus générés par sa participation à un marché d'échange d'instruments établi pour favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre ». Si la Régie acceptait de permettre l'inclusion au Tarif GSR de la valorisation des UC créées en vertu du RCP, est-ce que les prix moyens et maximum faisant l'objet de la présente demande d'approbation de caractéristique seraient les mêmes ?

## **V. REFONTE DU TARIF DE RÉCEPTION : MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX POUR LE VOLET DISTRIBUTION**

### **Références**

**i. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 7-8**

#### 2 TRAITEMENT DES ACTIFS D'ADAPTATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Énergir suit de près le développement de la filière et accompagne les producteurs dans l'élaboration de leurs projets de production de GSR. Dans les prochaines années, ceux-ci seront appelés à se multiplier à travers la franchise, le plus près possible de la source de leurs intrants, et les réseaux à proximité ne seront pas tous en mesure d'accepter ces nouveaux volumes injectés sans ajustements hydrauliques.

En parallèle, la consommation de gaz naturel est appelée à graduellement diminuer dans le contexte de transition énergétique en raison, notamment, d'encouragement à l'efficacité énergétique et de la biénergie. Ceci aura pour effet de rendre l'injection de GSR limitée.

voire impossible certaines périodes de l'année, dans des segments où la consommation locale sera devenue insuffisante. Ces contraintes limitant la quantité de GSR pouvant être injectée limiteront la rentabilité ou même la viabilité de projets de production de GSR au Québec.

Tel qu'il est possible de le constater à la section 4.1.4 de la pièce Énergir-H, Document 7, les promoteurs de projets de GSR québécois optent généralement pour des ententes contractuelles de 20 ans, permettant ainsi d'assurer la viabilité et la compétitivité de leur offre en sécurisant la vente de leur production à Énergir. Or, tel qu'il a été illustré dans le « Rapport sur la résilience climatique 2023 », Énergir s'attend à des réductions significatives des volumes distribués sur la même période <sup>(note de bas de page no 7)</sup>. Le réseau devra donc évoluer et se montrer plus flexible afin de réconcilier ces deux réalités. (Notre souligné)

Note de bas de page no 7 : [Rapport sur la résilience climatique 2023](https://cdn.metrio.net/clients/energir/Rapport%20climat%202023_v7.pdf), [https://cdn.metrio.net/clients/energir/Rapport%20climat%202023\\_v7.pdf](https://cdn.metrio.net/clients/energir/Rapport%20climat%202023_v7.pdf), p. 33.

**ii. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 8**

Selon les circonstances, la nature de ces travaux de renforcement pourrait consister en la réalisation de bouclages de réseaux, comme il a été nécessaire de le faire dans la région de Saint-Pies. Dans d'autres cas, il pourrait être requis de construire un poste de rebours permettant d'inverser le flux du gaz, et de le comprimer afin de l'acheminer vers des segments à plus haute pression en amont. Le poste de rebours comprend un compresseur qui se met en marche lorsque la pression du réseau de distribution local de gaz atteint un seuil supérieur à la consommation estimée de la zone alimentée par les producteurs de GSR. En fonction des besoins locaux et des développements technologiques, d'autres types d'actifs pourraient être développés afin de maximiser l'intégration du GSR dans le réseau et ainsi offrir un exutoire supplémentaire à la production locale lorsque l'injection est impossible sans ajustement. Ces projets seront réalisés afin d'augmenter la capacité d'injection dans des zones ayant un bon potentiel de production de GSR sans nécessairement être associés à un projet en particulier. (Nos soulignés)

**iii. [Projet de loi no 69](#), Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, article 43**

« 43. L'article 72 de cette loi est remplacé par les suivants:

[...]

72.1. Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel doit soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la teneur et la périodicité qu'elle détermine par règlement, un plan d'approvisionnement en gaz naturel sur une période de 10 ans et élaboré dans le respect du plan de gestion intégrée des ressources énergétiques visé à l'article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (chapitre M-14.1).

Ce plan d'approvisionnement présente :

- 1° les prévisions annuelles relatives aux besoins en gaz naturel des consommateurs et un état des approvisionnements dont le titulaire dispose pour satisfaire ces besoins en tenant compte des programmes et mesures de gestion de la demande et d'efficacité énergétique;
- 2° les sources d'approvisionnement envisagées et les caractéristiques des contrats d'approvisionnement que le titulaire entend conclure;
- 3° l'évaluation des risques découlant des sources d'approvisionnement envisagées et les mesures que le titulaire entend prendre pour les atténuer;
- 4° la stratégie d'adaptation du réseau de distribution de gaz naturel en précisant notamment les zones qui sont favorables, d'un point de vue technique et économique, pour l'injection de gaz de source renouvelable dans ce réseau et les dépenses et les actifs nécessaires à l'adaptation du réseau pour l'injection de gaz de source renouvelable.

Le plan tient également compte de la marge excédentaire de capacité de transport que le titulaire estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge ne pouvant excéder 10 % de la quantité de gaz naturel que ce titulaire prévoit distribuer annuellement. ». (Notre souligné)

**iv. [L'État de l'Énergie au Québec](#), HEC Montréal, édition 2024, p. 31 (pdf)**

En 2023, les projets mis en œuvre ont permis de valoriser environ 220 Mm<sup>3</sup> de biogaz au Québec. Dans certaines installations, le biogaz est purifié pour produire du GNR, qui peut remplacer le gaz naturel de source fossile. En 2023, on compte huit usines produisant du GNR, dont la capacité de production annuelle s'élevait à 119 Mm<sup>3</sup> de GNR. Près de 90 % de ce GNR produit localement est exporté vers des marchés aux États-Unis, où il est possible de valoriser ses attributs environnementaux à meilleur prix. Dix-sept autres projets totalisant 147 Mm<sup>3</sup> sont à l'étude ou prévus dans les années à venir (voir tableau 8). (Notre souligné)

**v. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 19**

Malgré les dernières évolutions, le volet - Distribution actuel crée des écarts de coûts pour des projets proches du réseau et d'autres plus éloignés ayant le même poste d'injection. Les coûts d'opération et d'entretien d'une conduite sont beaucoup plus faibles que celui d'un poste d'injection et la méthode actuelle ne permet pas de refléter cette réalité.

L'application d'un certain pourcentage sur la valeur des investissements totaux peut aussi faire augmenter les coûts du volet - Distribution en fonction de la complexité de réalisation des conduites de raccordement, augmentant ainsi les investissements totaux sans que les besoins en opérations et maintenance de la conduite n'aient nécessairement besoin d'augmenter, ou alors, dans des proportions inférieures. (Note souligné)

**vi. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 20**

### 3.2.1 Modification proposée

Comme mentionné précédemment, les besoins de coûts d'opérations et de maintenance d'une conduite et d'un poste d'injection sont totalement différents. Énergir propose donc d'avoir un traitement différent des coûts d'opération pour le poste d'injection et pour la conduite.

#### vii. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 20

La modification proposée consiste à avoir un tarif timbre-poste basé sur un estimé des coûts moyens d'entretien d'un poste d'injection de GSR échelonné sur 20 ans.

Le principe d'un tarif timbre-poste consiste à uniformiser le tarif de l'ensemble des classes tarifaires, et ce, partout sur le réseau. Dans le cas du volet - Distribution du tarif de réception, la proposition consiste à récupérer le même montant auprès de l'ensemble des producteurs.

Le tarif timbre-poste est basé uniquement sur la catégorie d'actif, qui est le poste d'injection de GSR. En effet, dans cette nouvelle méthodologie, Énergir propose de distinguer les actifs selon leur vocation et utilisation. Le poste d'injection étant construit pour les besoins du producteur, il sera donc assumé par celui-ci. Ainsi, les coûts d'entretien du poste d'injection sont ceux analysés pour fixer le tarif timbre-poste du volet - Distribution du tarif de réception. (Nos soulignés)

#### viii. [Projet de loi no 69](#), **Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, article 29**

29. Les articles 50 à 52 de cette loi sont remplacés par les suivants :

« 50. Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49, sont présumés prudemment acquis et utiles les actifs nécessaires pour assurer l'exploitation du réseau de transport d'électricité, du réseau de distribution d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel, acquis ou construits par le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel.

De même, pour l'application de ce paragraphe, la juste valeur des actifs est calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement.

« 51. Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49, la juste valeur des actifs pouvant faire partie de la base de tarification d'un distributeur de gaz naturel pour des projets d'extension de son réseau de distribution visant l'injection de gaz de source renouvelable ne comprend pas celle afférente aux postes d'injection et aux installations et équipements utiles à l'injection.

De même, pour l'application de ce paragraphe, la Régie tient compte de la juste valeur des actifs visés au premier alinéa qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour ces projets d'extension, jusqu'à concurrence pour chacun d'eux du moindre d'un montant résultant de

l'application d'un taux ou d'un montant maximal qu'elle détermine, sur proposition du distributeur concerné, afin de permettre à ce dernier d'en récupérer une partie auprès des consommateurs.

[...]». (Nos soulignés)

**ix. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 21**

Quant aux coûts d'entretien de la conduite et autres actifs, Énergir propose de les exclure du tarif de réception pour les socialiser à l'ensemble de la clientèle, car d'une part, comme démontré par Énergir, les coûts d'entretien des conduites représentent en moyenne 0,06 % de l'investissement total ou 0,34 % des coûts de construction de la conduite et, d'autre part, les actifs autres que le poste d'injection (principalement les conduites de raccordement) servent à l'ensemble de la clientèle dans un objectif de transition énergétique, de soutien de la filière GSR québécoise et de sécurité d'approvisionnement. (Notre souligné)

**Demandes**

**Préambule**

(Réf. i.) Concernant le traitement des actifs d'adaptation du réseau de distribution, Énergir indique qu'elle prévoit la multiplication de projets de production de GSR en territoire et que la consommation de gaz naturel est appelée à diminuer graduellement, mais significativement selon son [Rapport sur la résilience climatique 2023](#) (p. 7-8).

(Réf. i.) Énergir indique que la conséquence éventuelle de ces deux facteurs aura pour effet de rendre l'injection de GSR limitée ou impossible à certaines périodes de l'année advenant une consommation locale insuffisante par rapport à la consommation totale d'une zone de consommation.

**5.1. (Réf. i.)** Considérant la cible réglementaire minimale de 10 % à l'horizon de 2030, selon Énergir, quelle est la probabilité d'une réduction de consommation de gaz naturel et qu'au même moment, la production de GSR croisse de manière exponentielle dans une zone de distribution et de consommation d'ici 2030 ?

**Préambule**

(Réf. ii.) Énergir indique que conséquemment des travaux de renforcement (bouclages de réseau) ou que la construction de poste de rebours pour l'inversion du flux du gaz afin d'augmenter la capacité d'injection dans les zones ayant un potentiel de production de GSR pourraient être nécessaires.

(Réf. iii.) Le projet de loi no 69 prévoit à l'article 43, le remplacement de l'article 72 LRÉ par notamment l'article 72.1., lequel prévoit que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel doit soumettre à l'approbation de la Régie son plan d'approvisionnement, lequel présentera une « *stratégie d'adaptation du réseau de distribution de gaz naturel en précisant notamment les zones qui sont favorables, d'un point de vue technique et économique, pour l'injection de gaz de source renouvelable dans ce réseau et les dépenses et les actifs nécessaires à l'adaptation du réseau pour l'injection de gaz de source renouvelable* ».

**5.2. (Réf. ii. et iii.)** Considérant votre demande de refonte du tarif de réception, avez-vous analysé plus en détails une stratégie d'adaptation de votre réseau de distribution, donc des besoins (*dépenses et actifs nécessaires*) qui seront nécessaires, notamment dans les zones favorables pour l'injection de GSR ?

**5.2.1.** Si oui, pourriez-vous la déposer ou proposer, au soutien de votre demande de refonte du tarif de réception, un sommaire de vos analyses préliminaires ? (Par exemple : identifier les zones les plus à risques de développer les problématiques que vous avez soulevées ?

**5.2.2 (Réf. ii. et iii.)** Plus précisément, veuillez identifier les zones de consommation/distribution les plus à risque de voir ce scénario se produire selon l'information dont vous disposez :

- À l'horizon 2030 ; ou/et
- À l'horizon 2040; ou/et
- À l'horizon 2050.

**5.3. (Réf. ii. et iii.)** Pourriez-vous estimer à quel moment Énergir envisage-t-elle que la production locale de GSR sera plus importante que la consommation locale et pour quel région cette possibilité serait plus importante ?

**5.4. (Réf. ii. et iii.)** Est-il probable que les zones de productions de GSR en territoire soient concentrées dans certaines zones plus à même d'avoir les intrants nécessaires à la production de GSR et que l'offre de GSR devienne dans l'avenir plus limitée considérant la croissance de la demande pour répondre aux obligations réglementaires des autres juridictions. Donc, que le GSR produit en territoire devienne un incontournable advenant une croissance des obligations réglementaires au-delà de la cible minimale de 10 % pour 2030 ?

**5.5. (Réf. iv.)** Dans son rapport portant sur l'État de l'énergie au Québec, la Chaire de gestion du secteur de l'énergie- HEC Montréal indique que près de 90 % du GNR produit localement est exporté vers les marchés aux États-Unis, où il est possible de valoriser ses attributs environnementaux à meilleur prix. La production de GNR localement pour les fins d'exportation pourrait-elle rendre l'injection de GSR limitée ou impossible à certaines périodes de l'année advenant une consommation locale insuffisante par rapport à la consommation totale d'une zone de consommation ?

### Préambule

**(Réf. v., vi. et vii.)** Énergir indique que l'application d'un pourcentage sur la valeur des investissements totaux ne permet pas de refléter le fait que les coûts d'opération et d'entretien d'une conduite sont beaucoup plus faibles que celui d'un poste d'injection (p. 19). Énergir propose donc un traitement différent pour les coûts d'opération pour le poste d'injection et pour la conduite. La modification proposée consiste à avoir un tarif timbre-poste basé sur un estimé des coûts moyens d'entretien d'un poste d'injection de GSR échelonné sur 20 ans, lequel serait assumé par le producteur.

**5.6. (Réf. viii. et ix)** De notre compréhension, le tarif timbre-poste permettrait de récupérer l'ensemble des coûts d'entretien et d'opération des postes d'injection auprès des producteurs de GSR, ce qui s'aligne avec les modifications prévues à l'article 51 LRÉ par le projet de loi 69, considérant que la valeur des actifs afférente aux postes d'injection ne peut être incluse dans la base de tarification d'Énergir, et par analogie, les coûts d'entretien ne pourraient pas être assumés par la clientèle, puisque ces actifs ne sont pas inclus dans la base de tarification d'Énergir, Est-ce exact ?

**5.7. (Réf. ix.)** Pour ce qui est des coûts d'entretien de la conduite et autres actifs, Énergir propose qu'ils soient exclus du tarif de réception afin de les socialiser à l'ensemble de la clientèle. De notre compréhension, ces coûts ne seraient pas associés aux installations et équipements utiles à l'injection, mais plutôt à des coûts pour le transport du GSR. La compréhension du GRAME est-elle exacte ?

## **VI. REFONTE DU TARIF DE RÉCEPTION : RESPONSABILITÉ DES COÛTS D'ADAPTATION DU RÉSEAU**

### **Références**

#### **i. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 9**

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

Énergir propose donc de modifier la définition des coûts d'actifs devant être à la charge seule des producteurs en les distinguant des coûts de renforcement de réseau visant à augmenter la capacité d'injection de GSR, afin que ces derniers soient socialisés à l'ensemble de la clientèle d'Énergir. (Notre souligné)

#### **ii. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 10**

Tous les clients d'Énergir profitent de la construction d'actifs de renforcement pour augmenter la capacité d'injection de GSR. Ceux-ci favorisent l'atteinte des seuils réglementaires, réduisent les besoins d'importation de gaz fossile hors territoire et les besoins de transport, contribuent à la sécurité d'approvisionnement notamment en cas de bris de conduites, diminuent les émissions de gaz à effet de serre tout en offrant un potentiel de développement économique pour les régions du Québec. L'évolution graduelle des approvisionnements gaziers vers un modèle décarboné, mais aussi de plus en plus décentralisé, nécessite aussi des transformations aux actifs requis pour l'alimenter. (Notre souligné)

#### **iii. [Plan pour une économie verte 2030](#), p. 17**



### Un engagement à long terme

La transition climatique qui s’amorce se poursuivra au cours des décennies à venir. Si le **Plan pour une économie verte 2030** concerne d’abord l’horizon 2030, il vise aussi à placer le Québec sur la bonne trajectoire pour l’avenir, pour 2040, 2050 et même au delà.

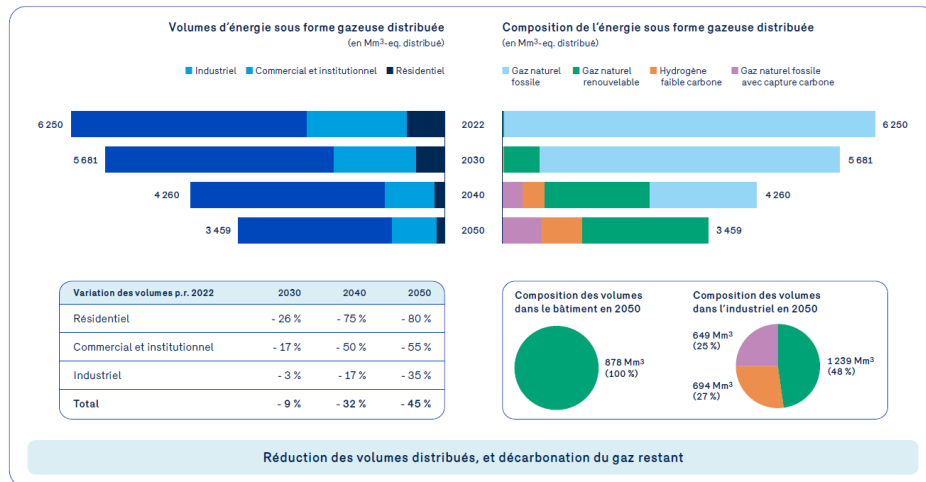
Avec le **Plan pour une économie verte 2030**, le gouvernement lance un signal clair quant à l’engagement à long terme du Québec en matière de transition climatique afin d’offrir la prévisibilité nécessaire à la planification et aux investissements importants qui devront être réalisés dans une perspective à long terme, en particulier en aménagement du territoire, dans nos systèmes de transport, en industrie et dans l’aménagement de nos forêts.

Considérant l’évolution des négociations climatiques internationales et les consensus émergents en la matière, le gouvernement entend prendre un engagement à plus long terme, dans le but d’atteindre la carboneutralité à l’horizon 2050. Être carboneutre à l’échelle du Québec signifie de faire en sorte que nos activités ne contribuent pas globalement au réchauffement climatique. Cela implique de dresser un bilan global des gaz à effet de serre et que ce bilan soit au net à l’équilibre, c’est-à-dire que le Québec émette autant de gaz à effet de serre que ce qu’il contribue à en retirer de l’atmosphère.

Dans l’atteinte de la carboneutralité, la première étape consiste à éviter et à réduire le plus possible nos émissions de gaz à effet de serre. Si cela est insuffisant, il est possible de faire appel à la séquestration ou encore à la compensation pour obtenir un bilan équilibré.

#### iv. [Rapport sur la résilience climatique 2023](#), p. 33

Trajectoire 2050 : Une vision de notre réseau décarboné



Note : le GNR représenté pour 2022 indique l'achat volontaire ainsi que les quantités socialisées (et non l'approvisionnement).

#### v. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 10

Énergir propose donc d'ajouter une nouvelle sous-catégorie aux projets d'amélioration du réseau à la planification pluriannuelle des investissements <sup>(note de bas de page no 121)</sup> afin d'y inclure les projets d'adaptation du réseau de distribution qui permettront d'augmenter la capacité du réseau à recevoir des volumes supplémentaires de GSR. Cette catégorie, nommée « Adaptation du réseau GSR », représente les prévisions de coûts pour des projets à venir visant à maximiser l'injection de GSR sur des réseaux à plus faible consommation et/ou pression. Ceux-ci feront dorénavant partie des projets présentés annuellement à la cause tarifaire. Dans l'éventualité où un projet de type « Adaptation du réseau GSR » était évalué à plus de 4 M\$, celui-ci ferait l'objet d'une demande d'investissement distincte.

Cette modification à la définition des actifs devant être considérés aux coûts de catégorie A du tarif DR reflète donc la nouvelle réalité d'un approvisionnement local décentralisé et permettra de faciliter l'émergence de projets de GSR en franchise. (Nos soulignés)

Note de bas de page no 12 : [B-0050](#) : Énergir-L, Document 3, section 2.3 « Amélioration du réseau

**vi. [Projet de loi no 69](#), Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, article 43**

43. L'article 72 de cette loi est remplacé par les suivants:

[...]

« 72.1. Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel doit soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la teneur et la périodicité qu'elle détermine par règlement, un plan d'approvisionnement en gaz naturel sur une période de 10 ans et élaboré dans le respect du plan de gestion intégrée des ressources énergétiques visé à l'article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (chapitre M-14.1).

Ce plan d'approvisionnement présente :

[...]

4° la stratégie d'adaptation du réseau de distribution de gaz naturel en précisant notamment les zones qui sont favorables, d'un point de vue technique et économique, pour l'injection de gaz de source renouvelable dans ce réseau et les dépenses et les actifs nécessaires à l'adaptation du réseau pour l'injection de gaz de source renouvelable.

(Notre souligné)

---

<sup>1</sup> R-4257-2024, [B-0050](#) : Énergir-L, Document 3, section 2.3 « Amélioration du réseau

## **Demandes**

### **Préambule**

(Réf. i.) Afin de permettre de partager la responsabilité des coûts d'adaptation du Réseau, Énergir propose de modifier la définition des coûts d'actifs devant être à la charge des producteurs, donc de distinguer les coûts de renforcement de réseau afin qu'ils soient socialisés à l'ensemble de la clientèle d'Énergir.

**6.1.** (Réf. ii.) Considérant que l'injection de GSR dans le réseau est obligatoire pour l'atteinte des seuils réglementaires, l'ensemble des clients d'Énergir profiterait des actifs de renforcement en autant que les volumes soient comblés par des producteurs de GSR en territoire. Êtes-vous d'accord avec le fait que si les volumes comblés par le GSR proviennent en grande partie de producteurs hors territoire, cette adaptation du réseau serait moins utile ou nécessaire ?

**6.2.** Selon les prévisions d'Énergir, la part du GSR acquis en territoire pour l'atteinte des cibles réglementaires sera-t-elle en croissance d'ici 2030-2031 et selon votre estimation et votre connaissance du marché de production québécois, quel pourrait être le pourcentage de la cible de 10 % en GSR produit en territoire ?

**6.3.** (Réf. iii. et iv.) Considérant l'objectif gouvernemental d'atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050 et le portrait tracé dans [Rapport sur la résilience climatique 2023](#), dans lequel dès 2040 la part du GSR dans la composition de l'énergie distribuée s'accroît substantiellement par rapport à 2030, Énergir entrevoit-elle une croissance des cibles réglementaires au-delà de 2030 lui permettant de soutenir sa demande de refonte du tarif de réception, laquelle deviendrait incontournable ?

### **Préambule**

(Réf. v.) Énergir propose l'ajout d'une nouvelle sous-catégorie d'actifs nommée « Adaptation du réseau GSR », laquelle vise les coûts permettant d'augmenter la capacité du réseau à recevoir des volumes additionnels de GSR. Énergir propose que ces coûts soient socialisés automatiquement, sauf pour ceux de plus de 4 M\$, qui feraient l'objet d'une demande d'investissement distincte à la Régie.

**6.4.** (Réf. v. et vi.) De notre compréhension, cette proposition s'inscrit dans la stratégie d'adaptation du réseau de distribution, est-ce exact ?

## VII. REFONTE DU TARIF DE RÉCEPTION : MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET INVESTISSEMENT

### Références

#### i. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 11

##### 3 MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TARIF DE RÉCEPTION

##### 3.1 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET INVESTISSEMENT

Le volet Investissement vise à récupérer les coûts de catégorie A, soit :

les coûts d'investissement et d'installation de conduites de raccordement; et

les coûts d'acquisition de terrains, de servitudes, de matériaux divers, des postes de mesurage et de régulation, de la compression aux points d'interconnexion, des installations connexes comme la vanne de contrôle de débit, du système d'odorisation ainsi que du chromatographe et des analyseurs, pour le suivi de la qualité du gaz naturel, incluant le bâtiment où se trouvent ces équipements. (Nos soulignés)

#### ii. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 11

Dans la liste de coûts de catégorie A, certains investissements peuvent être utilisés uniquement par les producteurs, alors que d'autres peuvent servir tant pour la consommation que pour l'injection du gaz naturel. Les conduites de raccordement peuvent servir aux deux catégories de clients (consommateurs et producteurs). Toutes les autres composantes de la catégorie A, qui sont majoritairement en lien avec les postes d'injection, ne sont utilisées que par des producteurs pour l'injection de GSR.

Énergir propose de revoir le traitement des coûts d'investissements réalisés pour le raccordement d'un producteur de GSR et la méthode d'établissement des taux – volet Investissement. (Notre souligné)

#### iii. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 14

##### 3.1.2 Modification proposée

À la lumière du balisage et du contexte de développement de la filière de GSR au Québec, Énergir propose de revoir les actifs intégrés dans le volet - Investissement du tarif de réception, et ce, uniquement pour les producteurs de GSR.

Énergir s'est notamment inspirée des constats de la firme Artelys et des analyses des projets en opération.

La proposition s'inscrit également dans la volonté d'Énergir d'apporter un soutien aux projets québécois et de contribuer à la décarbonation du réseau. Ces projets d'injections de

GSR bénéficient à l'ensemble de la clientèle d'Énergir notamment en contribuant à la décarbonation du réseau, supportant ainsi à sa pérennité. (Notre souligné)

**iv. R-4257-2024, [B-0112](#), p. 14-15**

Or, un réseau gazier pérenne est important dans l'écosystème énergétique québécois, notamment afin de répondre à la demande en période de pointe de même que pour décarboner les usages plus difficiles – voire impossible – à électrifier. Ces projets contribuent également à la sécurité d'approvisionnement de la clientèle et à la réduction de notre dépendance à des sources d'approvisionnement externes.

Parmi les actifs nécessaires au raccordement d'un producteur aux fins d'injection, seul le poste d'injection peut servir exclusivement aux producteurs, contrairement aux conduites. Énergir estime donc que le poste d'injection devrait, dans tous les cas, être à la charge des producteurs. Quant aux coûts associés à la conduite, Énergir estime qu'une partie de ceux-ci devraient être socialisés afin de limiter la portion à la charge des producteurs et ainsi refléter le fait que les conduites peuvent servir également aux fins de distribution.

Énergir propose de limiter le montant socialisé à l'ensemble de sa clientèle à un maximum de 1 M\$ par projet, par producteur. Les coûts supplémentaires seraient à la charge du producteur, le cas échéant. Énergir juge nécessaire de limiter le niveau de socialisation permis afin d'éviter la socialisation de raccordements trop coûteux pour la clientèle. Ce maximum permet de tenir compte de cet aspect, tout en facilitant l'accès au réseau pour les projets de GSR, notamment ceux ayant des capacités de production plus faibles. (Nos soulignés)

**v. R-4257-2024, [B-0112](#), Tableau 1, Sommaire du balisage, p. 12**

**Tableau 1**  
**Sommaire du balisage**

JURIDICTIONS ÉTUDIÉES					
	France	Californie	Italie	Minnesota	Allemagne
<b>État de la filière GSR</b>	- mature - 667 sites raccordés - 1 230 Mm³/an - capacité moyenne : 1,8 Mm³/an	- en développement - 33 sites raccordés - 154 Mm³/an - capacité moyenne : 5 Mm³/an	- en développement - 32 sites raccordés - 225 Mm³/an - capacité moyenne : 7 Mm³/an	- peu développée - 1 site raccordé - 22 Mm³/an - capacité moyenne : 22 Mm³/an	- mature - 252 sites raccordés - 1 330 Mm³/an - capacité moyenne : 5 Mm³/an
<b>Croissance de la filière GSR</b>	x3 entre 2020 et 2023	x2 entre 2020 et 2023	x1,5 entre 2020 et 2023	-	+10 sites en 2 ans
<b>Mécanisme de soutien à la filière GSR</b>	- tarifs de rachat - soutien à l'investissement - quotas et certificats	- soutien à l'investissement - accès au marché des crédits carbone	- tarifs de rachat - soutien à l'investissement (subvention de l'État 40 %) - quotas et certificats	- incitatifs fiscaux	- soutien à l'investissement - certificats
<b>Prise en charge du raccordement par les distributeurs CAPEX</b>	<b>Conduite :</b> - 40 % producteur - 60 % distributeur (max. 880 k\$CAD) - socialisé entre tous les usagers du réseau  Poste d'injection : 100 % producteur	- 50 % producteur - 50 % distributeur (max. 4 M\$CAD pour poste d'injection et conduite) - socialisé entre tous les consommateurs de gaz - limite à 109 M\$CAD (enveloppe 2015-2025)	-	- 100 % producteur	- 25 % producteur - 75 % distributeur (si longueur de raccordement < 1 km : contribution plafonnée à 370 k\$CAD; si longueur de raccordement > 10 km, coûts supplémentaires portés à 100 % par le producteur) - socialisé entre tous les consommateurs de gaz - poste d'injection : inclus - pas de limite au programme

**vi. Projet de loi no 69, Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, article 29**

29. Les articles 50 à 52 de cette loi sont remplacés par les suivants :

« 50. Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49, sont présumés prudemment acquis et utiles les actifs nécessaires pour assurer l'exploitation du réseau de transport d'électricité, du réseau de distribution d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel, acquis ou construits par le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel.

De même, pour l'application de ce paragraphe, la juste valeur des actifs est calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement.

« 51. Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49, la juste valeur des actifs pouvant faire partie de la base de tarification d'un distributeur de gaz naturel pour des projets d'extension de son réseau de distribution visant l'injection de gaz de source renouvelable ne comprend pas celle afférente aux postes d'injection et aux installations et équipements utiles à l'injection.

De même, pour l'application de ce paragraphe, la Régie tient compte de la juste valeur des actifs visés au premier alinéa qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour ces projets d'extension, jusqu'à concurrence pour chacun d'eux du moindre d'un montant résultant de l'application d'un taux ou d'un montant maximal qu'elle détermine, sur proposition du distributeur concerné, afin de permettre à ce dernier d'en récupérer une partie auprès des consommateurs. ».

[...](Nos soulignés)

**vii. Projet de loi no 69, Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, article 36**

36. Cette loi est modifiée par l'insertion, après l'article 52.4, des suivants:

[...]

« 52.6. La Régie fixe, conformément aux premier et quatrième alinéas de l'article 49, avec les adaptations nécessaires, et sur demande d'un distributeur de gaz naturel ou d'un producteur de gaz de source renouvelable ou de sa propre initiative, les tarifs et les conditions de service d'un distributeur applicables à un tel producteur pour l'injection de gaz de source renouvelable. La juste valeur des actifs pouvant faire partie de la base de tarification d'un distributeur de gaz naturel est celle afférente aux postes d'injection et aux installations et équipements utiles à l'injection ainsi que celle correspondant à la différence entre le montant visé au premier alinéa de l'article 51 et celui visé au deuxième alinéa de cet article.

[...] (Notre souligné)

## **Demandes**

### **Préambule**

(Réf. i.) La méthode d'établissement des taux pour le volet investissement (coût de catégorie A) est établi à partir de deux catégories, soient les coûts d'investissements (1) des installations de conduites de raccordement et (2) ceux liés notamment aux postes de mesurage et installations connexes.

(Réf. ii. et iii.) Énergir indique que les conduites de raccordement peuvent servir aux deux catégories de clients (consommateurs et producteurs) et propose de revoir le traitement des coûts d'investissements réalisés pour le raccordement d'un producteur de GSR et la méthode d'établissement des taux – volet Investissement dans le but d'apporter un soutien aux projets québécois et de contribuer à la décarbonation du réseau, puisque ces projets bénéficient à l'ensemble de la clientèle, notamment en supportant la pérennité du réseau (p.14).

(Réf. iv.) Énergir précise que seul le poste d'injection devrait être à la charge exclusive des producteurs, contrairement aux conduites, lesquelles peuvent servir aux deux catégories de clients (consommateurs et producteurs). Énergir propose donc qu'une partie de ceux-ci soient socialisé à la hauteur de 1 M\$ par projet, par producteur.

**7.1.** (Réf. v.) Énergir a-t-elle fait l'analyse d'autres méthodes de partage des coûts des conduites que celle proposée, par exemple d'appliquer un partage des coûts des conduites

entre les consommateurs et les producteurs sous forme de pourcentage (%) lié à un plafond, au lieu d'un montant maximum de 1 M\$, comme c'est le cas pour d'autres juridictions ?

**7.2.** Si oui, quelles sont les raisons qui ont fait en sorte qu'Énergir choisisse un montant fixe pour tous les projets, au lieu d'un pourcentage (%) lié à un plafond. Veuillez élaborer et justifier votre proposition.

**7.3.** (Réf. vi. et vii.) Notre lecture de l'article 29 du projet de loi 69, soit la proposition de modification de l'article 51 LRÉ, semble ouvrir la porte à la récupération d'une partie des coûts relatifs aux projets d'extension du réseau de distribution pour les fins d'injection de GSR, déterminée selon l'application d'un taux, ou d'un montant maximal, lesquels sont déterminés par la Régie suite à la proposition du Distributeur. De notre compréhension, la proposition d'Énergir de socialiser un montant de 1 M\$ par projet s'aligne avec celle du Projet de loi 69. De l'avis d'Énergir, y a-t-il concordance entre la proposition de modification de l'article 51 par le projet de loi 69 (art. 29), et votre proposition ?

**7.4.** (Réf. vii.) Selon Énergir, la proposition de socialiser un montant de 1 M\$ par projet est-elle conforme à la proposition d'ajout de l'article 52.6 LRÉ du projet de loi 69 (art. 36), dont le libellé prévoit que *La juste valeur des actifs pouvant faire partie de la base de tarification d'un distributeur de gaz naturel est celle afférente aux postes d'injection et aux installations et équipements utiles à l'injection ainsi que celle correspondant à la différence entre le montant visé au premier alinéa de l'article 51 et celui visé au deuxième alinéa de cet article* ? Veuillez commenter.